

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и газа

институт

Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых  
месторождений

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Н.Д. Булчаев

подпись                      инициалы, фамилия

«        »                      2017 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ОЧИСТКИ ПОГРУЖНОГО**

**ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН**

**ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ СПОСОБОМ С УЧЕТОМ**

**ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАТНОГО КЛАПАНА**

**С ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПРИВОДОМ**

тема

23.04.03 «Эксплуатация транспортно-технологических машин и  
комплексов»

код и наименование направления

23.04.03.05 «Управление разработкой нефтяных  
месторождений»

код и наименование магистерской программы

Научный руководитель

подпись, дата

К.Т.Н., доцент

должность,  
ученая степень

А.А. Азеев

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Е.В. Синицина

инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и газа

---

институт

Разработка и эксплуатации нефтяных и  
газовых месторождений

---

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев

подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме магистерской диссертации**

Студенту \_\_\_\_\_ Сенициной Екатерине Викторовне  
\_\_\_\_\_ фамилия, имя, отчество

Группа \_\_\_\_\_ НМ15-05М \_\_\_\_\_ Направление (специальность) \_\_\_\_\_ 23.04.03.05  
\_\_\_\_\_ номер \_\_\_\_\_ код

Управление разработкой нефтяных месторождений  
\_\_\_\_\_ наименование

Тема выпускной квалификационной работы Автоматизация очистки погруж-  
ного оборудования скважин гидродинамическим способом с учетом приме-  
нения обратного клапана с электромагнитным приводом.

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР Азеев А.А., к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Демонстрационный материал, представляющий  
собой аналитические таблицы, графики и диаграммы, схемы процессов,  
устройств, являющийся результатом работы, полученный лично магистром;  
тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ  
ООО «РН-Ванкор»; АО «Самотлорнефтегаз»; ООО «РН-Краснодарнефтегаз»  
фондовая и периодическая литература; электронные ресурсы;  
научные статьи, патенты, диссертации и авторефераты по теме ВКР;  
пакет информации по геологической характеристике месторождений  
Западной и Восточной Сибири

Перечень разделов ВКР  
1. Литературный обзор  
2. Теоретическая часть  
3. Экспериментальная часть

Перечень графического материала \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ А.А. Азеев  
\_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ Е.В. Сеницина  
\_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_ инициалы фамилия

## КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК

выполнения ВКР

Наименование и содержание этапа (раздела)	Срок выполнения
Очистка погружного оборудования в общей структуре нефтегазодобывающих предприятий	29.01.2016
Геологические и геолого-физические характеристики объектов разработки с позиции возникновения отложений и пескопроявлений на горизонтальных скважинах	05.02.2016
Мероприятия по совершенствованию разработки залежи: патентный анализ	10.03.2016
Мероприятия по совершенствованию разработки залежи: анализ известных исследований	06.04.2016
Мероприятия по совершенствованию разработки залежи: разработка технических и технологических предложений	30.04.2017
Мероприятия по совершенствованию разработки залежи: теоретические и экспериментальные исследования	10.05.2017
Мероприятия по совершенствованию разработки залежи: анализ результатов, рекомендации по результатам исследований	17.05.2017
Графическая часть	25.05.2017
Оформление магистерской диссертации	01.06.2017

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_/А.А. Азеев/

(подпись)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_/Е.В.Синицина/

(подпись)

## **РЕФЕРАТ**

Магистерская диссертационная работа по теме «Автоматизация очистки погружного оборудования гидродинамическим способом с учетом применения обратного клапана с электромагнитным приводом» изложена на 135 страницах машинописного текста, и включает в себя введение, три главы основного материала, заключение, список сокращений и библиографический список из 47 использованных источников.

Цель работы: автоматизация процесса эксплуатации механизированного фонда месторождений для интенсификации добычи нефти из скважин с наклонными и горизонтальными расположением ствола.

Ключевые слова: АВТОМАТИЗАЦИЯ, ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕ, ОЧИСТКА ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОМЫВКА СКВАЖИН, ОБРАТНЫЙ КЛАПАН, МОДЕРНИЗАЦИЯ, ФИЛЬТРЫ, КОЛЛЕКТОР, ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, ЭЛЕКТРОМАГНИТ, ПРУЖИНА.

## **СОДЕРЖАНИЕ**

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	8
<b>ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР</b> .....	10
1.1 Геолого-физическая характеристика обломочных пород.....	10
1.2 Характеристика пескопроявляющих коллекторов.....	22
1.3 Классификация причин разрушения коллектора и выноса песка...26	
1.4 Влияние механических примесей на работу глубинно-насосного оборудования.....	28
1.5 Методы борьбы с пескопроявлением.....	31
1.6 Способы ликвидации песчаных пробок в скважинах.....	35
1.7 Технологические промывки при эксплуатации скважин.....	39
1.7.1 Очистка оборудования от АСПО.....	39
1.7.2 Очистка погружного оборудования от механических примесей.....	41
1.8 Анализ научно-исследовательских работ .....	42
1.9 Производственный опыт применения промывки горизонтальных скважин и скважин с АНПД.....	52
1.10 Анализ патентов для изобретения оборудования, направленных на очистку погружного оборудования.....	64
1.11 Скважинные фильтры, применяемые на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении.....	74
<b>ГЛАВА 2. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> .....	82
2.1 Гидравлический расчет промывки забойных песчаных пробок.....	82
2.2 Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с электромагнитным приводом.....	98
2.3 Геометрический подбор деталей обратного клапана.....	102
2.4 Расчет электромагнита постоянного тока.....	109
2.5 Расчет пружины обратного клапана.....	114

<b>ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....</b>	<b>117</b>
3.1 Методика экспериментального исследования работы клапана.....	117
3.2 Результаты экспериментальных исследований опыта №1 .....	121
3.3 Результаты экспериментальных исследований опыта №2.....	125
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>128</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....</b>	<b>130</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>131</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

При эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей, возникает проблема засорения забоя скважин, оборудования и призабойной зоны пласта (ПЗП), что приводит к снижению потенциала скважины с точки зрения объемов отбора флюида. Аналогичная ситуация происходит и при проведении технологических операций.

Возникновение песчаных или парафино-гидратных «пробок» для нефтегазодобывающих предприятий дело достаточно обычное. Применительно к подземному насосному оборудованию механические примеси являются главной причиной поломок и образования дефектов конструкции. Согласно известным статистическим данным, процентная доля поломок насосного оборудования связанных с воздействием механических примесей намного превосходит влияние других геолого-технических факторов, главными из которых являются коррозия и солеобразование. Для большинства нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири механические примеси составляют 35-50 % от общего числа основных причин отказов глубинных насосов, тогда как коррозия – 20-25%, а солеобразование – 15 - 20 %. Так же, вследствие выноса песка, образуются песчаные пробки, которые перекрывают весь интервал перфорации скважины, в результате чего скважина перестаёт функционировать ввиду отсутствия притока флюида из пласта.

Для поддержания уровня добычи нефти порой целесообразно увеличение дебитов скважин, которое неизбежно приводит к высоким скоростям фильтрации, способствующим срыву и выносу мехпримесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны вследствие разрушения скелета коллектора. При этом процесс разрушения коллектора будет непрерывным из-за постоянного выноса в скважину частиц разрушенной породы.



Вследствие всего выше сказанного проблемы ликвидации песчаных пробок в добывающих скважинах носят глобальный характер.

## **ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР**

### **1.1 Геолого-физическая характеристика обломочных пород.**

Нефтегазоносные обломочные породы-коллекторы имеют ведущее значение в России и США, на Ближнем Востоке преобладают карбонатные породы-коллекторы. На территории России к началу 2000 г. открыто 1649 нефтяных месторождений и 764 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. Наиболее известные нефтяные и газонефтяные месторождения в обломочных коллекторах: Самотлорское, Мамонтовское, Сургутское (Западная Сибирь), Туймазинское, Бавлинское, Ромашкинское (Волго-Уральская провинция), Эхабинское и Тунгорское (Сахалин); газовые месторождения: Уренгойское, Губкинское, Заполярное (Западная Сибирь), Пелагиаднинское, Рашеватское, Тахта-Кугультинское (Ставропольский край), Ленинградское и Березанское (Азово-Кубанская область). Самым большим месторождением нефти является Самотлорское, а газа – Уренгойское. Перспективы открытия новых месторождений в обломочных породах связаны с районами Западной и Восточной Сибири, севера европейской части страны, Прикаспийской впадины и с акваториями арктических и дальневосточных морей. Не исчерпали полностью своих возможностей терригенные коллекторы старых нефтегазодобывающие провинций – Тимано-Печорской, Предкавказско-Крымской и других [1,2].

Обломочные породы – это главная группа пород - коллекторов нефти и газа и одна из основных групп осадочных образований, составляющая до 20 % объема осадочной оболочки Земли. Они сложены более чем наполовину аллотигенными компонентами и в соответствии с особенностями литогенеза делятся на терригенные (континентальные) и эдафогенные (океанические). В основу классификации обломочных пород положены их структура ( размер и форма частиц), наличие цемента и минеральный состав [4]. В нефтегазовой геологии используют преимущественно десятичную схему классификации, предложенную Московским нефтяным институтом (ныне – Российский

государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина) и предусматривающую выделение грубообломочных, песчаных, алевритовых и пелитовых пород. В каждой структурной подгруппе выделяют породы рыхлые и сцементированные [1-6].

Составными частями грубообломочных пород являются обломки горных пород различного минерального состава и генезиса. Более мелкозернистые породы сложены обломками минералов. По минеральному составу различают мономиктовые, олигомиктовые и полимиктовые терригенные породы. Крупные обломки наиболее подвержены механической обработке, поэтому для грубообломочных пород предусмотрено деление по признаку окатанности зерен [7].

**Грубообломочные породы**, – *псефиты*, составляют небольшую часть (десятые доли процента) стратисферы. Наибольшую роль они играют в составе осадочно-вулканогенных и молассовых формаций, изучать которые нефтяникам приходится особенно часто. В других толщах их можно встретить в виде отдельных пачек, слоев и линз. Псефиты представляют собой начальные продукты разрушения древних пород. В связи с этим обломки представлены преимущественно горными породами. Структуры грубообломочных пород псефитовые и псаммопсефитовые. Текстуры неслоистые или грубослоистые, часто косо- и диагонально-слоистые. Галечные и щебеночные породы сложены обломками размером 10-100 мм, составляющими более 25 %. *Щебенка* и *брекчии* сложены продуктами наземных и подводных обвалов, оползней, осыпей, селевых и донных потоков, выветривания и деятельности ледников. Сортировка материала практически не проявлена. Континентальные брекчии цементирует песчано-глинистый материал, морские – кальцит, доломит, халцедон, опал. *Галечники* и *конгломераты* состоят из гальки магматических, метаморфических и осадочных пород, преимущественно мелкозернистых (эффузивов, тонких сланцев, кварцитов, алевролитов и яшм). Важным типом галечных пород

являются конгломерато-брекчии (*конглобрекчии*). Цементом в конгломератах обычно служит песчано-глинистый, известково-глинистый, карбонатный или кремнистый материал.

Дресвяные и гравийные породы сложены обломками различных пород, реже минералов с преобладающим размером 1-10 мм. Дресвяные породы состоят преимущественно из остроугольных обломков, а гравийные – из окатанных. Различают рыхлые отложения – *дресвяники*, *гравийники* и сцементированные – *дресвиты*, *гравелиты*. Они ассоциируют с щебеночными и галечными породами. Цементом в дресвитах обычно служит несортированный песчано-глинистый материал, а в гравелитах – песчано-глинистый, карбонатно-глинистый и карбонатный [7-10].

**Песчаные породы**, – *псаммиты*, относятся к наиболее распространенным обломочным образованиям, слагая вместе с алевритовыми породами

многокилометровые толщи. К ним относится более половины коллекторов нефти и газа, особенно в нефтегазоносных комплексах кайнозойского возраста. С песчаными породами связаны такие гигантские нефтегазовые месторождения как Боливар, Панхэндл-Хьюгтон, Прадхо-Бей, Ромашкино, Самотлор и др.

Песчаные породы состоят на 50 % и более из частиц размером 0,1-1,0 мм и подразделяются на крупно-, средне- и мелкозернистые. Структуры песчаных пород псаммитовые, псефопсаммитовые, алевропсаммитовые. В измененных песчаниках наблюдаются мозаичные конформно-регенерационные и бластопсаммитовые структуры. Структуры цементирующего материала весьма разнообразны. Из наиболее распространенных типов цемента, – базального, порового, контактового и пленочного наиболее важны в нефтегазовой геологии два последние, определяющие повышенную пористость песчаников. Текстуры песчаников

весьма разнообразны. Для них характерны различные виды слоистости, гиероглифы, следы жизнедеятельности животных и т. п. [9].

В строении песчаных пород принимают участие преимущественно обломки аллотигенных минералов, хотя могут встречаться и обломки микрозернистых пород. Состав обломков крайне разнообразен и положен в основу минералогической классификации пород. Выделяют мономиктовые, олигомиктовые и полимиктовые породы (рис. 1.1).

*Полимиктовые* разности представлены аркозами, граувакками и породами смешанного состава. Их общий признак – пониженное содержание основного компонента ( $<80\%$ ) или отсутствие такового, причем несколько компонентов могут присутствовать примерно в равных количествах. Аркозовые песчаные породы или *аркозы* образуются за счет продуктов разрушения гранитов, гнейсов и других близких по составу пород. Цемент сложен гидрослюдой, каолинитом или карбонатами.

*Граувакками* называют песчаники, содержащие кварц и обломки различных горных пород в количестве не менее 20% каждого компонента. В обломках часто встречаются глинистые, глинисто-кремнистые и углисто-кремнистые сланцы, андезиты, базальты и другие эффузивы. Постоянной примесью в граувакках являются полевые шпаты и слюды. Обломки часто слабо сортированы и плохо окатаны. Цементом служат глина и продукты изменения аллотигенных минералов: серицит, хлорит, цеолиты и др. Переходные породы между аркозами и граувакками представляют собой *литовидные (литические) аркозы* или смешанные породы, в составе которых все три компонента (обломки пород, кварц и полевой шпат) содержатся в количестве более 20%, – *аркозо-граувакки*. Существует понятие зрелости песчаных пород, отраженной в соотношении химически устойчивого кварца и менее устойчивых полевых шпатов: при содержании полевых шпатов менее 25% породы считаются химически зрелыми. Физическая зрелость обломочного материала выражена в степени его сортированности и

окатанности. Степень структурной зрелости определяется соотношением объемов обломочной части и цемента. Породы, содержащие более 15% цемента, считают незрелыми и называют *вакками*, в отличие от более "чистых" *аренитов* [4,6,10]

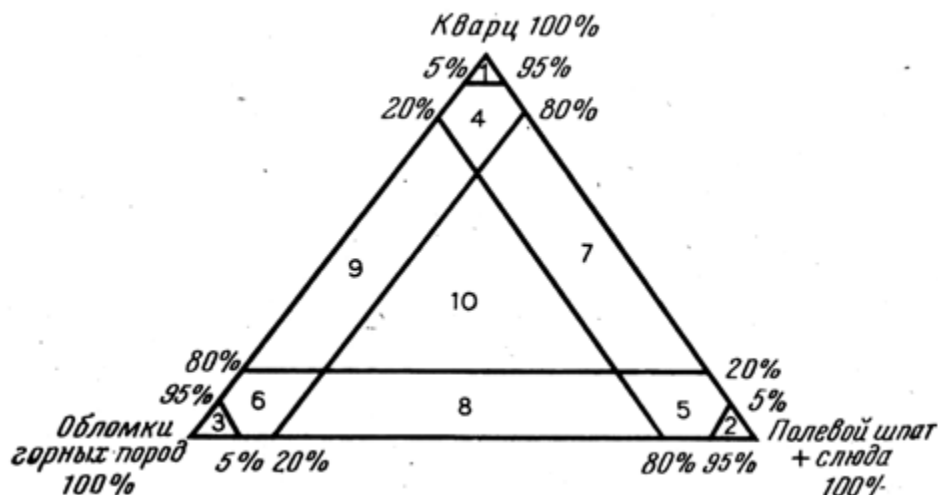


Рис. 1.1- Классификация песчаных и алевроитовых пород (по Н.В. Логвиненко, 1967)

Мономинеральные или мономиктовые: 1 – кварцевые; 2 – полевошпатовые; 3 – литоидные. Олигомиктовые: 4 – полевошпатово-кварцевые; 5 – кварцево-полевошпатовые; 6 – кварцево-литоидные. Полиминеральные или полимиктовые: 7 – аркозовые; 8 – литоидные аркозы; 9 – граувакковые; 10 – породы смешанного состава – аркозо-граувакки

**Алевроитовые породы** представлены различными рыхлыми отложениями – алевроитами и сцементированными породами – алевролитами, сложенными на 50 % и более частицами размером 0,01-0,1 мм. Они отличаются от псаммитов более высокой долей устойчивых аллотигенных минералов – кварца, мусковита, халцедона, и пониженными содержаниями щелочных полевых шпатов, плагиоклазов и обломков пород. В них больше глинистого материала, органического вещества, акцессорных минералов, оксидов и гидроксидов железа. По минеральному составу среди алевроитовых пород, как и среди песчаных, выделяют мономинеральные, олигомиктовые и полимиктовые разновидности. Вместе с тем, среди них не встречаются

литовидные разности и граувакки, относительно редки аркозы. Состав и типы цемента такие же, как в песчаниках [8].

Алевритовые структуры делят на крупно-, средне- и мелкозернистые. Текстуры алевритовых пород слоистые и неслоистые. Слоистость обычно тонкая, горизонтальная, реже косая, волнистая или диагональная.

Мощность пакетов и слойков в алевритовых породах значительно меньше, чем в песчаных. Часто встречаются микрослоистые и ориентированные текстуры, выраженные в параллельном расположении чешуек глинистых и слюдистых минералов.

**Смешанные породы** состоят из обломков различных фракций, особенно песчаной, алевритовой и пелитовой, содержание которых примерно одинаково. Такими являются отложения красноцветных, молассовых, граувакковых, флишевых и ледниковых толщ. Совершенно несортированные разности смешанных пород, в которых три и более компонента содержатся примерно в равных количествах, называют хлидолитами или паттумами.

Геологические тела, сложенные обломочными породами-коллекторами, представляют собой слои, линзы, пачки тонкого переслаивания песчаных, алевритовых и глинистых слойков. Они формируются в различных тектонических обстановках и климатических условиях. Наиболее распространенные генетические типы обломочных коллекторов – морские, дельтовые, речные и эоловые отложения.

Формирование коллекторских свойств обломочных пород начинается уже на ранних стадиях литогенеза, когда определяется состав, способ, длительность и дальность переноса обломочного материала физико-химические и гидродинамические условия осаждения и преобразования осадка. Условия образования отражаются на размере, форме, сортированности обломков, имеющих большое значение для емкостных и фильтрационных свойств терригенных пород. Большое влияние на коллекторские свойства терригенной породы оказывают процессы

дифференциации и сортировки обломков во время переноса и осаждения. Более крупнозернистые породы обладают более крупными порами, а более окатанные обломки определяют правильную изометрическую форму пустот и однородность порового пространства. Постседиментационные процессы способствуют преимущественно сокращению свободного порового пространства терригенных пород вследствие их уплотнения и цементации. Первичный цемент (глинистый, карбонатный, железистый и др.), накапливаясь вместе с обломочным материалом, уменьшает пористость породы [3,13].

### **Типы коллекторов.**

Первичная седиментогенная межзерновая пористость, катагенная трещиноватость и их сочетание обуславливают проявление в обломочных породах трех основных типов коллекторов: порового, трещинного и смешанного.

*Поровый тип* коллекторов распространен очень широко и характеризуется межзерновым видом пор. Их размер в идеализированных породах, состоящих из изометричных зерен одного размера, в зависимости от способа укладки частиц и при отсутствии цемента составляет 0,154-0,414 диаметра зерен. Теоретически в мелкозернистом песчанике размер пор при самых благоприятных условиях может варьировать от 0,015 до 0,1 мм, а в крупнозернистом – от 0,15 до 0,4 мм. В реальных породах размер пор меньше. Это определяется сортированностью обломков, содержанием и распределением в породе цемента, уплотнением, минеральными новообразованиями, регенерацией и растворением аллотигенных минералов. Влияние всех этих факторов возрастает с глубиной. Форма пор в обломочных породах весьма разнообразна. В случае однородных окатанных обломков при отсутствии цемента поры представляют собой сложный многоугольник, ограниченный гладкими криволинейными поверхностями. Слабая окатанность обломочных частиц усложняют форму и поверхность пор. В



породах, содержащих небольшое количество цемента, распределенного равномерно, поры имеют более или менее округлую форму. Поровый тип коллектора является первичным и очень характерен для песчаных и алевроитовых пород, залегающих на небольших глубинах. На больших глубинах ( $>4$  км) такие коллекторы встречаются значительно реже и преимущественно в молодых отложениях [4-6].

*Трещинный тип* коллекторов выделяют в случае ведущей роли трещинного вида порового пространства. Характерной особенностью этого типа коллекторов является низкая пористость (от долей до 1,5-2 %, максимум 3-3,5 %) и широкий диапазон колебаний проницаемости –  $n \cdot 10-17$  до  $n \cdot 10-11$  м<sup>2</sup>. Трещины в обломочных коллекторах имеют различную природу, – тектоническую, литогенетическую или гидроразрывную. Раскрытость трещин очень небольшая, – доли миллиметра, реже первые миллиметры, при этом смещения пород вдоль трещин обычно не наблюдается. Ориентировка, плотность и густота трещин могут быть различными.

Тектонические трещины группируются в системы по залеганию, возрасту и раскрытости. Они нередко ветвятся, что приводит к увеличению их плотности и густоты. Ориентировка трещин определяется не только направлением тектонических напряжений, но и литологическим составом пород.

Густота трещин нередко зависит от мощности слоев: чем меньше мощность тем, при прочих равных условиях, интенсивнее трещиноватость. Литогенетические трещины отличаются пологоволнистой морфологией и ориентировкой, параллельной наложению. Они наиболее характерны для толщ тонкого переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов. Трещины гидроразрыва (авторазрыва) возникают на больших глубинах на стадии катагенеза в результате развития аномально высоких пластовых давлений, превышающих нагрузку вышележащих пород. Они

характеризуются неравномерным распределением и незначительными размерами, нередко затухая на расстояниях в несколько сантиметров.

Трещинный тип коллектора по своей природе вторичен. Он возникает в сильно уплотненных, хрупких обломочных породах, залегающих на больших глубинах или деформированных под действием стресса. Трещиноватость разного генезиса может сочетаться в одном коллекторе и преобразовываться вследствие позднейших тектонических и гидроразрывных воздействий. Со временем трещины могут быть залечены минеральным веществом или закрыты вследствие механических напряжений. В результате трещинный коллектор перестает существовать [8].

*Смешанный (сложный) тип* коллекторов выделяется в обломочных породах в случае сочетания межзерновых и трещинных пор. Такие коллекторы возникают в первично трещиноватых и пористых породах или породах, испытавших на больших глубинах уплотнение и деформированных, но частично сохранивших (или приобретших вновь) межзерновую пористость. Сочетание трещин с межгранулярными порами существенно повышает емкостные и, особенно, фильтрационные свойства пород [4,6,8].

#### **Факторы коллекторских свойств.**

Объем порового пространства в обломочных породах колеблется в широких пределах, – от долей до 50 %. Проницаемость терригенных коллекторов наиболее часто находится в пределах  $10^{-14}$ - $10^{-12}$  м<sup>2</sup>, поднимаясь в некоторых трещинных коллекторах до  $10 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup> и снижаясь в сильно уплотненных разностях песчаников и алевролитов до величины  $10^{-17}$  м<sup>2</sup> и менее. Коллекторские свойства обломочных пород определяются размером, формой и сортированностью обломков, составом и структурой цемента, характером вторичных преобразований и слоистостью агрегата [11].

Размер обломков отражается на пористости и проницаемости пород неоднозначно. Величина общей пористости не зависит от размера

обломочных частиц, однако, чем больше их размер, тем крупнее поры и наоборот. Размер межзерновых пор, в свою очередь, существенно влияет на проницаемость агрегата: чем крупнее поры, тем выше проницаемость. В реальных терригенных породах, где размер пор варьирует в широких пределах, фильтрация осуществляется только по наиболее крупным порам. Мелкие поры ( $<1-2$  мкм) заполнены физически связанной водой и практически непроницаемы.

В случае преобладания в породе крупных пор (50 мкм и более) поры диаметром 20-30 мкм и менее в фильтрации практически не участвуют [13].

Форма зерен, в частности их окатанность, также отражаются на величине проницаемости пород. При прочих равных условиях породы, сложенные изометричными окатанными частицами, обладают большей проницаемостью, чем сложенные изометричными неокатанными. Форма и степень окатанности обломков существенно не отражаются на величине пористости агрегата. В случае рыхлой упаковки угловатых обломков пористость агрегата может превосходить на несколько процентов пористость породы, сложенной окатанными зернами. Но в реальных породах промежутки между угловатыми зернами заполняются мелкими обломками, и пористость заметно снижается.

Наличие в песчано-алевритовых породах уплощенных обломков слюды, хлорита и других минералов определяет сильную анизотропию проницаемости: в направлении, перпендикулярном к ориентировке табличек, она резко понижена, по сравнению с направлением, параллельным ориентировке. Пористость пород в этих случаях также является пониженной.

Сортированность обломков – важнейший литологический параметр обломочных пород-коллекторов. В общем виде чем однороднее частицы по величине, тем выше пористость пород. Прекрасно сортированные породы приближаются по пористости к моделям агрегатов, сложенных одинаковыми

шарами, – до 26-47,6 %. Таковы, например, кайнозойские песчаные коллекторы в районах Грозного и Баку.

Сортированность обломочных частиц отражается на плотности и проницаемости пород. С увеличением однородности зерен плотность пород несколько уменьшается, а проницаемость пород, при прочих равных условиях, возрастает. Это объясняется тем, что в сортированных породах отсутствует мелкообломочный заполнитель пор, способный уменьшать сечения каналов, увеличивать их извилистость и снижать таким образом пропускную способность агрегата [2].

Тип цемента заметно влияет на коллекторские свойства обломочной породы. Совершенно ясно, что чем большая часть пустот между зернами породы будет занята цементом, тем ниже будет пористость такой породы. Наименьшая пористость наблюдается в коллекторах с базальным и поровым типами цемента. Остальные типы соединения зерен предполагают наличие пористости той или иной величины, зависящей от содержания цемента. Базальный тип цемента встречается в породах с содержанием цемента 40-50 %. Поровый и сгустковый типы цемента характерны для пород с содержанием цемента соответственно 25-40 % и менее 20 %. Пленочный и контактовый типы присущи породам, содержащим менее 25 % цемента. Колебание содержания цемента при одинаковых способах цементации объясняется разнообразием строения пород. При высокой степени сортированности обломочных зерен, их кубической укладке и слабой уплотненности пород для данного типа цементации требуется наибольшее количество цемента. Плохая сортированность обломков и ромбоэдрическая укладка не позволяют достичь какого-либо типа цементации при минимальном количестве цемента. Цемент оказывает существенное влияние и на проницаемость обломочных пород. Чем больше цемента в породе, тем более извилисты, при прочих равных условиях, поровые каналы и мельче поры, тем слабее связь между порами и ниже проницаемость. В случае

равномерного распределения цемента проницаемость оказывается ниже, чем в случаях сгусткового типа цементации, позволяющего части крупных пор оставаться открытыми.

*Состав цемента* влияет на коллекторские свойства пород. Особенно заметным является отрицательное влияние глинистой примеси в породах. Причем присутствие в составе глинистых минералов монтмориллонита, особенно склонного к разбуханию, усугубляет это явление. Например, двухпроцентная примесь монтмориллонита снижает проницаемость крупнозернистого песка в 10 раз, пятипроцентная – в 30 раз, а десятипроцентная делает породы практически непроницаемыми [2,13].

Установлено, что на небольших глубинах (до 1000-1500 м) при одинаковом содержании цемента пористость пород с глинистым цементом выше, чем у пород, сцементированных кальцитом. На глубине 2500-3000 м роль глинистого и известкового цементов становится примерно одинаковой. Проницаемость пород с глинистым цементом порового или базального типов вблизи поверхности незначительна – до  $1 \cdot 10^{-15} - 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , а на больших глубинах отсутствует. Песчаники и алевролиты с базальным и поровым кальцитовым цементом практически непроницаемы. Существенное влияние на процессы цементации оказывает органическое вещество. Преобразование глинистых минералов в порах коллекторов при погружении пород практически не происходят, если глинистая масса пропитана органическим веществом. Замечено, что в породе-коллекторе, содержащей нефть, процессы цементации замедляются или даже прекращаются, продолжая развиваться за контуром природного резервуара. Нефть, являясь диэлектриком, тормозит электролитические процессы, обменные явления, во много раз замедляет вторичное изменение пород и как бы консервирует поровое пространство коллектора [11].

Механическое уплотнение обычно снижает качество коллекторов. Возрастающее с глубиной уплотнение ведет к более тесной укладке,

изменению типов контактов зерен, – от точечных к механоконформным и сутурным. При этом происходит частичное дробление зерен и заполнение порового пространства продуктами дробления. С ростом удельной поверхности контактов пористость и проницаемость пород понижаются прогрессирующими темпами до определенного момента. При дальнейшем росте нагрузки жесткий скелет испытывает лишь упругие сжатия, переходящие в дальнейшем в разрушение.

Ухудшение коллекторских характеристик с глубиной в терригенных породах разного гранулометрического состава происходит разными темпами. Быстрее всего снижается пористость и проницаемость у пелитовых пород, а у песчаников и алевролитов – менее интенсивно и в зависимости от содержания глинистого материала. Снижение пористости на одной и той же глубине проявляется в обломочных породах с глинистым цементом в значительно большей мере, чем в породах с кремнистым цементом. При прочих равных условиях более заметное уменьшение пористости происходит в плохо сортированных породах, например, в глинистых алевролитах. Имеет значение количество и распределение цемента. Степень уплотнения обломочных пород определяется также составом зерен: граувакки уплотняются в большей степени, чем аркозовые или тем более кварцевые [12].

## **1.2 Характеристика пескопроявляющих коллекторов.**

В процессе эксплуатации скважин твердые частицы выносятся из пласта вследствие разрушения в нем природного цементирующего материала. Это может происходить из-за: нарушения равновесия в массиве породы в приствольной зоне под воздействием горного и забойного давлений; влияния переменных механических нагрузок на пласт; воздействия нагрузок при фильтрации жидкостей; растворения цементирующего материала в результате притока пластовой воды. Породы, с которыми связана проблема пескопроявления, можно разделить на следующие виды:

Хрупкие или полуустойчивые выглядят как хорошо консолидированные. Обычно они хорошо сцементированы, легко разбуриваются и достаточно прочны. Тем не менее, в скважинах, вскрывших такие породы, первоначально в течение небольшого периода времени нередко наблюдается поступление пластового песка. Поставка песка может начаться также после истощения коллектора или после прорыва воды в добывающую скважину. Сложены такие породы алевролитами, доломитами, песчаниками.

Частично сцементированные пласты. Зерна песка в них скреплены мягкой глиной и илом. Чаше всего такие породы имеют низкую прочность при сжатии и ограниченную сопротивляемость фильтрации пластового флюида. Скважины, вскрывшие подобные пласты, бывают пескопроявляющими на протяжении некоторого периода их эксплуатации. Сложены гипсом, кремнями и окремнелыми разновидностями известняков.

Полностью несцементированные пласты могут содержать большие количества связующих минералов и в то же время оставаться неконсолидированными. Целостность пласта может сохраняться за счет проявления небольших по величине сил сцепления и уплотнения пород. Следовательно, любое движение пластового флюида в направлении ствола скважины приводит к иммобилизации песка. Эти пласты сложены галечником с крупным песком, каменной солью и каменным углем. В целом, несцементированным считается пласт, не содержащий достаточного количества природного цементирующего материала, чтобы удерживать слагающие породу зерна минералов во взаимном контакте в процессе притока нефти или газа в скважину.

Несцементированные пласты встречаются практически во всех основных нефтедобывающих регионах мира. На таких месторождениях установлено огромное количество извлекаемых запасов, но по различным причинам они не разрабатываются. Основными причинами,

препятствующими введению этих месторождений в разработку, является вынос песка из слабосцементированного коллектора [15].

Некоторые исследователи приводят классификацию пород по степени устойчивости [16] (Таблица 1.1).

Помимо оценки степени устойчивости пород немаловажной является оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, включающих: общую и открытую пористость; абсолютную, фазовую и относительную проницаемость; водо-, нефте- и газонасыщенность. В соответствии с совокупностью этих свойств коллектора подразделяются на соответствующие группы [17, 18] (Таблица 1.2).

Содержание глинистого и карбонатного цемента определяет ФЕС коллектора (Таблица 1.2). В первой группе среднее содержание глинистой (размер частиц  $d < 0,01$  мм) и алевролитовой ( $d = 0,1 - 0,01$  мм) фракций примерно одинаково и в сумме составляет около 97%. Карбонатность пород меняется от 0 до 18%.

Таблица 1.1 – Классификация пород по степени устойчивости

Степень Устойчивости	Горные породы	Связь между зернами
Весьма Неустойчивые	Рыхлые (пески, гравий, галечник)	Отсутствует
С изменяющейся Устойчивостью	Плотные невысокой прочности, растворяемые или размываемые буровым раствором (глинистые породы, каменная соль)	Сложная (исчезающая при насыщении водой)
Слабоустойчивые	Скальные, но раздробленные; сбрекчированные	Недостаточно прочная
Устойчивые	Породы высокой и средней твердости, монолитные или слаботрещиноватые, не размываемые буровым раствором (граниты, диориты, базальты, кварциты)	Прочная



Таблица 1.2 – Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов газоносной толщи сеноманских отложений

Свойства коллекторов, ФЭС	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент газонасыщенности	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	Содержание глины и карбонатов, %
Низкие	19,9-24,2	0,04-0,25	0,002	42-62
Средние	24,2-29,5	0,25-0,60	0,002-0,21	30-42
Высокие	29,5-40,7	0,60-0,90	0,21-3,5	15-30

Во второй группе со средними ФЕС преобладает алевролитовая фракция, среднее содержание которой составляет 55%, на долю глинистой фракции приходится в среднем 24%, а на долю песчаной 9%. Средняя величина карбонатности составляет 12%.

Третья группа пород характеризуется наилучшими ФЕС. Это связано со снижением доли глинистой фракции до 25% и увеличением объема песчаной в среднем на 26%.

Также выделяют группу коллекторов [19] со сверхвысокими фильтрационно-емкостными свойствами – суперколлекторов. Главными признаками суперколлекторов является низкое содержание (до 6 %) глинистых фракций, которые представлены в основном иллитами (43%) и каолинитами (43%), состояние песчаной фракции до 94%, состоящей из кварца (55%) и натриево-калиевых шпатов (37%) с незначительными включениями доломитов (1%) и сидеритов (1%). Проницаемость таких коллекторов достигает 3,5 мкм<sup>2</sup>. Суперколлектора имеют очень низкие прочностные свойства и способны разрушаться при минимальных депрессиях от 0,1 до 0,4 МПа.

Ахметовым А.А [19] установлено, что песок в основном выносится из интервала залегания суперколлекторов с поверхности фильтрации при определенном режиме эксплуатации. По мере эксплуатации на поверхности фильтрации формируются дефекты, напоминающие по форме коррозионные

раковины или язвы, которые в итоге приводят к более интенсивному разрушению коллектора, характеризующимся значительным выносом песка до нескольких килограммов в сутки.

В начальный период эксплуатации скважин разрушения продуктивных коллекторов не происходит, если депрессия на пласт не превышает предельной величины для данного типа коллектора. Для суперколлекторов в начальный период эксплуатации предельная депрессия составляет 0,5 – 0,6 МПа, а для более плотных коллекторов 1,0-1,2 МПа. По мере роста накопленной добычи газа, увеличения притока воды, снижения пластового давления величина предельно-допустимой репрессии снижается.

При накоплении объема добычи газа в расчете на один метр коллектора до 300-400 млн. м<sup>3</sup>/м и более, а также при интенсивном притоке вод суперколлектор начинает разрушаться при депрессиях ниже 0,3 МПа. В условиях поступления пластовой воды разрушение суперколлектора может происходить и при меньших объемах накопления добычи и депрессиях менее 0,1 МПа [20].

### **1.3 Классификация причин разрушения коллектора и выноса песка.**

Для поддержания уровня добычи нефти необходимо увеличение дебитов скважин, которое неизбежно приводит к высоким скоростям фильтрации, способствующим срыву и выносу мехпримесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны вследствие разрушения скелета коллектора на стенках каналов и трещин из-за образования микротрещин. При этом процесс разрушения коллектора будет непрерывным из-за постоянного выноса в скважину частиц разрушенной породы. Возможно, усилением этих процессов объясняется часто встречающийся эффект – повышенный вынос КВЧ при забойном давлении ниже давления насыщения. Природа происхождения твердых частиц в насосном оборудовании многообразна. Основную их долю составляют

частицы, выносимые из пласта в процессе эксплуатации скважин, но при этом значительная часть механических примесей имеет непластовое происхождение: продукты коррозии подземного оборудования и частицы, вносимые в скважину в результате проведения ремонтов и геолого-технических мероприятий; нерастворимые твердые включения в составе жидкости глушения или обломки проппанта после проведения гидроразрыва пласта, а также продукты, образованные взаимодействием химически несовместимых перекачиваемых жидкостей. Процентный состав механических примесей, содержащихся в продукции скважин, определяется преобладанием частиц пластового происхождения (табл. 1.3) [21].

Предложена классификация причин разрушения коллектора и выноса песка разделением их на три основные группы, исходя из условий возникновения:

- 1) геологические (особенности залегания пласта-коллектора, литология)
- 2) технологические (условия вскрытия пластов и эксплуатации скважин)
- 3) технические (конструкция забоя).

Таблица 1.3 Классификация причин разрушения коллектора и выноса  
песка

Природа Происхождения	Доля в Процентах	Состав частиц	Доля в Процентах
Пластовое	50-60	Магнитные и железные частицы	25-65
Смешанное (пластово- поверхностное)	15-25	Минеральные частицы из пласта	20-25
Поверхностное	10-20	Поверхностные частицы	10-50

**Геологические:** глубина залегания пласта и пластовое давление; горизонтальная составляющая горного давления; степень сцементированности породы пласта, ее уплотненность и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; характеристика пластового песка (угловатость, глинистость); внедрение

подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; продолжительность выноса песка.

**Технологические:** дебит скважины; величина репрессии и депрессии на пласт; ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект); фильтрационные нагрузки и нарушение капиллярного сцепления песка.

**Технические:** конструкция забоя; поверхность забоя, через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открыты или закупорены перфорационные каналы и т.д.).

Среди основных факторов, определяющих величину концентрации примесей, традиционно выделяют следующие: глубина залегания пласта и пластовое давление; проницаемость пласта; физико-химические свойства добываемой жидкости; обводненность; характеристики частиц песка; дебит скважины; плотность перфорации; депрессия; тип рабочей жидкости, используемой в процессе ремонтно-восстановительных работ [22].

#### **1.4 Влияние мехпримесей на работу глубинно-насосного оборудования.**

Механические примеси, попадая в штанговый насос, существенным образом влияют на работоспособность плунжерной и клапанной пары. Песок вызывает катастрофический износ резьбовых соединений насосных труб – при малейшей негерметичности соединений, особенно в обводненных скважинах, он быстро разъедает резьбу и через образовавшийся канал протекает жидкость, снижая подачу, а в дальнейшем приводит к полному ее прекращению.

Наличие большого количества плохо проницаемых осадков на забое скважины в первую очередь приводит к снижению дебита по жидкости, т.к. концентрированная смесь в скважине увеличивает противодавление на забой и ухудшает условия естественного притока жидкости. Технические или технологические остановки скважин способствуют осаждению песка на забой и образованию пробок, что нередко является самой тяжелой

неполадкой при эксплуатации песочных скважин. При осаждении песка в НКТ насос заклинивает, как правило, при остановке скважинного оборудования. Промысловый опыт показывает, что подавляющее число заклиниваний плунжера происходит даже при сравнительно кратковременных остановках, на 10 - 20 минут. Это связано с тем, что осаждение песка в НКТ начинается сразу же, как только остановился насос, в отличие от условий образования пробки на забое, где осаждение начинается не сразу, так как приток из пласта продолжается некоторое время после прекращения отбора жидкости из скважины. Длительные остановки насоса сопровождаются образованием над насосом большого количества твердых осадкообразующих включений (до 20 м в высоту). При этом иногда происходит заклинивание плунжера в цилиндре насоса и штанг в трубах. Исследования показывают, что при большом количестве осадков в добываемой жидкости сам плунжер во время работы насоса может и не потерять подвижности, но вследствие образования высокого столба песка и большой силы трения его о стенки труб и поверхность штанг колонна штанг может стать неподвижной. В трубных насосах при попытках сдвинуть плунжер с места вверх немедленно произойдет его заклинивание в цилиндре из-за попадания массы песка в зазор и резкого увеличения сил трения плунжера в цилиндре, даже без сильных задиров рабочих поверхностей. Аналогичная картина наблюдается при вставном насосе, когда из-за осадка песка его не удастся сорвать с посадочного кольца. При заклинивании плунжера или прихвате вставного насоса приходится совместно поднимать штанги и трубы, что вызывает осложнения в подземном ремонте. На практике во время плановых остановок необходимо обеспечить верхнее крайнее положение плунжера, которое соответствует крайнему верхнему положению головки балансира, чтобы во время запуска штанговая колонна и плунжер совершали ход вниз [2].

Явления пробкообразования в скважинах и действие песка на подземную часть насосной установки взаимосвязаны: снижение или прекращение подачи насоса вследствие быстрого износа рабочих пар оборудования, размыва трубных соединений и т.д. вызывает образование пробки на забое. Поэтому первопричиной прекращения подачи жидкости является не образование пробки на забое скважины, а износ насосного оборудования.

Осложнения при выводе скважины на режим обусловлены большим содержанием КВЧ в начальный период работы после подземного ремонта или ГРП – от 200 до 1000 мг/л [23]. Это часто превышает паспортные характеристики насосов, даже износостойкого исполнения. Механические частицы, проходя через рабочие органы СШН, производят абразивную работу, являются основной причиной заклинивания плунжеров в цилиндре, обрыва штанг, отказа клапанных пар, забивают фильтр насоса.

По данным Шашкина М.А. [24] во многих вновь осваиваемых насосных скважинах значительное количество мехпримесей поступает из пласта только в первые дни эксплуатации. Основная масса отказов глубинно-насосного оборудования по засорению – порядка 80 %, приходится на вновь введенные скважины из бурения, после забуривания второго ствола, проведения подземного ремонта и ГРП. В дальнейшем, при отработке скважины в определенный промежуток времени отказы по причине засорения на этих скважинах отсутствуют [24].

Пересыпание зоны перфорации продуктами разрушения пласта возникает и сразу после проведения ГРП, и повторно в процессе эксплуатации. На заключительной стадии ГРП в стволе скважины обязательно остается определенное количество проппанта, не закачанного в пласт расклинивающего агента. Объем его может колебаться от сотен килограммов до десятка тонн. Нормализация забоя перед спуском насоса проводится бригадами капитального ремонта скважин (КРС), однако, вынос

проппанта продолжается и при дальнейшей эксплуатации, что при отказе оборудования требует повторного проведения работ по нормализации забоя, что в свою очередь увеличивает затраты на КРС, время простоя скважины и загрязнению призабойной зоны. Пересыпание зоны перфорации скважин с большим выносом песка осложняется тем, что, как правило, борьбу с этим явлением начинают вести на поздней стадии эксплуатации скважины, когда призабойная зона уже сильно дренирована и наблюдаются частые пробкообразования. В то же время известно, что проведение работ по укреплению призабойной зоны на этапе заканчивания скважин после бурения дает самые лучшие результаты [23, 24].

### **1.5 Методы борьбы с пескопроявлением.**

Решение проблемы борьбы с выносом песка в ствол скважины связано с необходимостью предотвращения пробкообразования при испытании и эксплуатации скважин, повышения их производительности, уменьшения затрат на капитальный и текущий ремонт.

Изучение многолетнего промыслового опыта борьбы с пескопроявлением показало, что наиболее рациональными путями борьбы с выносом песка являются следующие методы, которые можно разделить на две группы:

- установка фильтров различной конструкции (проволочные, щелевые, гравийные др.);
- закрепление пород в призабойной зоне с использованием различных способов и материалов (тампонажные составы, смолы, химические растворы и т.д.).

Следует отметить, что пескопроявление в некоторых случаях может играть и положительную роль в случае эксплуатации маломощных пластов, сложенных из малопроницаемых пород. Вынос песка и частичек разрушенных пород из таких пластов приводит к увеличению проницаемости

призабойной зоны и, как следствие, к увеличению дебита скважины. С этой точки зрения методы эксплуатации скважин с пескопроявлением подразделяют на две обширные группы:

- эксплуатация скважин с выносом песка на поверхность;
- эксплуатация скважин с предотвращением выноса песка из пласта.

На рисунке 1.2 представлены основные методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами.

В таблице 1.4 [25] представлена матрица применимости каждого из методов в зависимости от условий пескопроявления. При выборе способа борьбы с выносом песка в скважину учитывается ряд факторов. Большое значение имеет конструкция забоя скважин. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы. Химические методы закрепления песка применяются, в основном, в новых скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка.



Рисунок 1.2 - Методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими Коллекторами



При выборе способа борьбы с выносом песка учитываются температурные ограничения. Для химических методов допускаемые пределы температур составляют 16-175 °С, для механических методов таких ограничений нет, кроме тех случаев, когда при образовании набивок используются нефть или загущенные растворы.

К технологическим методам предотвращения пескопроявления в скважинах относятся, прежде всего, регулирование отборов флюидов из скважины. При этом определенное значение имеет вязкость флюида в пластовых условиях. Чем выше вязкость флюида, тем меньший градиент давления может быть критическим, то есть таковым, при котором начинается вынос песка.

Газ имеет значительно более низкую вязкость, чем вода или, тем более, тяжелая смолистая нефть. Поэтому газовый пласт, сложенный слабосцементированными песчаниками, может подвергаться более значительным депрессиям, поэтому в процессе разработки газового месторождения по мере отбора газа происходит стягивание контура водоносности или подъем подошвенной воды, благодаря чему вода приближается к эксплуатационной газовой скважине и, в конце концов, поступает на забой. Если песчаник сцементирован глинистым или известковистым материалом, то вода по мере ее отбора из скважины постепенно вымывает этот материал, способствуя разрушению пласта даже при более низких депрессиях, чем первоначально[16].

Таблица 1.4 - Матрица критериев применимости методов защиты от песка

Методы защиты		Суть технологии	Область Защиты	Критерии Применения
Без защиты		-	-	Маломощные пласты сложенные из малопроницаемых пород
Механические	Применение фильтрующих систем, шламоуловителей	Установка фильтров и другого оборудования ниже и выше насоса для предотвращения попадания в него песка	Прием насоса, Насос	Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя
Химические	Закачивание смол и их композиций в ПЗП	Создание пористого экрана в пласте для предотвращения разрушения коллектора	Интервал перфораций, Прием насоса,насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя
	Применение специальных цементов			
Физико- химические	Применение RCP проппанта	Создание проппантной упаковки за эксплуатационной колонной и в пласте	Интервал перфораций, прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя и образованием каверн
	Коксование нефти в ПЗП	Создание проницаемого и пористого фильтра		Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя

Для первой группы методов характерным является применение различных технико-технологических решений по обеспечению очистки поступающего в скважину песка в призабойной зоне или предупреждению его негативного воздействия на скважинное оборудование. Более эффективны методы борьбы с пескопроявлением, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью

применяются химические, физико-химические, механические методы и их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

**К механическим** методам [27] относятся противопесочные фильтры различной конструкции. Это гравийно-намывные, каркасно-гравийные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и др.

**К физико-химическим** относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических и химических методов, например создание проппантного фильтра в призабойной зоне скважины.

**Химические** методы основаны на искусственном закреплении призабойной зоны пласта смолами, цементом с соответствующими наполнителями.

С учетом многолетнего опыта борьбы с пескопроявлением в скважинах проблеме уделяется много внимания, но известные методы по тем или иным причинам не дают требуемого результата.

### **1.6 Способы ликвидации песчаных пробок в скважинах.**

При разработке пластов, сложенных рыхлыми породами в призабойной зоне разрушается скелет пласта. В этом случае жидкость и газ во время движения по пласту увлекают в скважину значительное количество песка. Если скорость недостаточна для подъема песчинок, то они осаждаются на забое, образуя пробку, прекращая доступ флюида из пласта. Поэтому для возобновления нормальной эксплуатации скважины необходимо очистить забой от песка. Разберем наиболее используемые способы [26-28].

✓ Прямая промывка скважины от песчаной пробки - процесс удаления из нее песка путем нагнетания промывочной жидкости внутрь спущенных НКТ и выноса размытой породы жидкостью через затрубное пространство скважины (затруб). Конец подвески труб оборудуют пером, фрезером, фрезером-карандашом.

✓ Скоростная прямая промывка - при наращивании промывочных труб процесс промывки не прекращается, это исключает оседание размытого песка и прихват колонны НКТ.

✓ Обратная промывка скважины - процесс удаления песка из скважины путем нагнетания промывочной жидкости в затрубное пространство и направлением восходящего потока жидкости через промывочные трубы. Благодаря меньшему сечению в них создаются большие скорости восходящего потока, что обеспечивает лучший вынос песка.

✓ Промывка скважин струйными аппаратами применяется в тех случаях, когда экс. колонна имеет дефекты. Установка для промывки состоит из струйного насоса, концентрично расположенных труб и поверхностного оборудования (шланга, вертлюга, приспособления для подлива воды).

✓ Очистка скважин от песчаных пробок аэрированной жидкостью, пенами и сжатым воздухом. Применяют в скважинах с небольшим столбом жидкости и при наличии на забоях рыхлых пробок. Для герметизации устья используют сальник. В качестве рабочего агента применяют аэрированную жидкость, пену, сжатый воздух. Преимущества такого способа - исключение поглощения промывочной жидкости пластом; ускорение процесса ввода скважины в эксплуатацию после очистки от пробки; возможность очистки части колонны ниже отверстий фильтра (зумпфа).

✓ Промывка аэрированной жидкостью с добавлением ПАВ. Применяют в скважинах с низким пластовым давлением, эксплуатация которых осложнена частыми пробкообразованиями, а ликвидация пробок связана с поглощением пластом промывочной жидкости.

✓ Промывка скважин с поверхностно-активными веществами (ПАВ). Применяют для снижения поверхностного натяжения на границе нефть - вода. Добавка ПАВ к жесткой воде способствует снижению ее поверхностного натяжения и быстрому, почти полному удалению этой воды

из призабойной зоны при освоении скважины. В качестве ПАВ используют сульфанол, сульфонатриевые соли, деэмульгаторы и др.

✓ Промывка скважин пенами. При определенной концентрации раствора ПАВ в воде образуется стабильная пена, которую используют для промывки скважин.

Рисунок 1.3 универсален, подходит для всех вышеперечисленных способов промывок, будет меняться только состав промывочной жидкости.

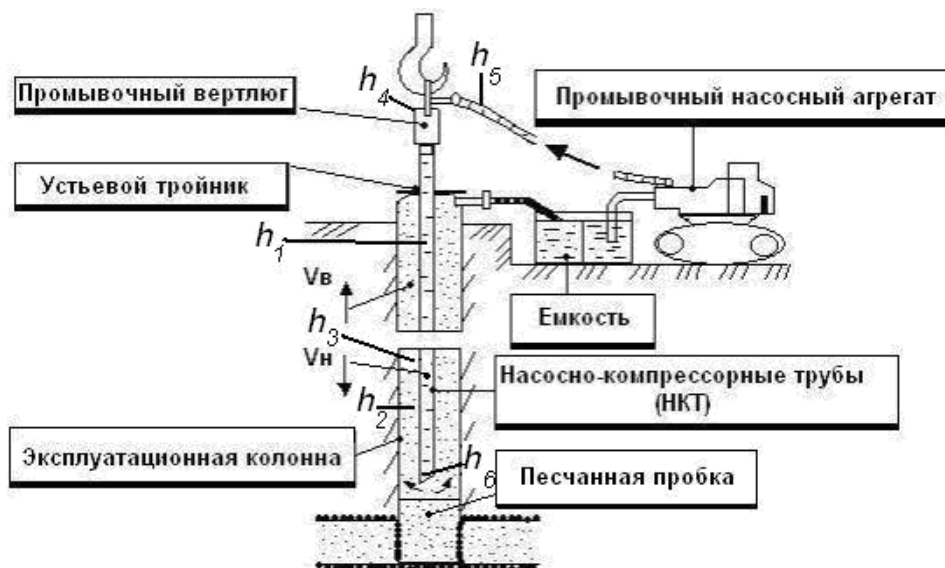


Рис. 1.3 - Типовая схема промывки скважин

✓ Очистка скважин от пробок желонками (см.рис 1.4). Метод заключается в последовательном спуске на забой желонки, заполнении ее и подъеме. Различают простые, поршневые и автоматические желонки. Несмотря на простоту, этот метод обладает рядом существенных недостатков - длительность процесса; возможность протирания экс.колонны; возможность обрыва тартального каната или проволоки; загрязнения рабочего места. При очистке скважины от рыхлых пробок и небольшой высоте столба жидкости рекомендуется использовать простые желонки, при плотных пробках - поршневые, во всех остальных случаях - автоматические.



Рис. 1.4 - Схема промывки скважин автоматической желонкой

1- головка, 2- шариковый клапан, 3- стакан, 4 - конусный клапан, 5- ударник; 6- шариковый фиксатор; 7- пружина; 8- заслонка; 9- приемный клапан, А- воздушная камера, Б- песочная камера, В- выпускное отверстие

✓ Очистка скважин от песчаных пробок гидробурами. Песчаные пробки из скважины можно удалять и без спуска промывочных труб. Для этой цели применяют гидробур, спускаемый на канате. После удара о пробку гидробур приподнимают на 2 - 3 метра и вновь ударяют долотом о поверхность. Во время очередного подъема плунжер засасывает жидкость с песком из-под долота, затем песок попадает в желонку, а жидкость - в поршневой насос. При таких ударах в несколько приемов в гидробур засасывается осевшая на забое песчаная пробка. Во избежание образования петель каната или большого его натяга и обрыва рекомендуется проводить работы на пониженной скорости подъемника[28].

## **1.7 Технологические промывки при эксплуатации скважин.**

### **1.7.1 Очистка оборудования от АСПО.**

В ходе эксплуатации нефтяных скважин, не редко происходит засорение НКТ и рабочих органов насосного оборудования парафином, солями, асфальтенами, смолами. В виду всего выше сказанного, существует необходимость периодической очистки внутрискважинного оборудования от нежелательных веществ. Имеется достаточное количество методов, направленных на удаление АСПО в подъемных лифтовых трубах и насосном оборудовании, а именно:

- механический
- физический
- тепловой
- электро-химический
- химический

Далее более подробно рассмотрим тепловой метод очистки погружного оборудования. Наиболее распространённым способом борьбы с **АСПО в НКТ и насосном оборудовании** является промывка скважин горячей нефтью.

Имеются специальные агрегаты АДП-4-150 для нагрева и нагнетания нефти или других рабочих агентов в скважины с целью удаления отложений парафина. Эти агрегаты также можно использовать и для депарафинизации трубопроводов, трапов, манифольдов и другого нефтепромыслового оборудования[29].

#### **Применяют два варианта закачки[31]:**

1. Создание циркуляции горячей жидкости без остановки работы скважинного насоса (обратная промывка).
2. Нагнетание горячей жидкости в трубки НКТ с остановкой насосного оборудования (прямая промывка).

Также обработка горячей нефтью применяется для удаления АСПО в призабойной зоне пласта.

При первом варианте, не прекращая работы насосной установки, горячую жидкость закачивают через межтрубное пространство. По пути она нагревает НКТ, расплавляет парафин с их внутренних стенок и, проникая в призабойную зону, расплавляет и вымывает парафиносмолистые отложения в непосредственной близости от скважины. Основным минус этого способа для очистки погружного оборудования – это большие тепловые потери, так как горячая нефть теряет температуру при подходе на прием насоса по затрубному пространству.

Для осуществления второго варианта производится остановка насосного оборудования. Горячую жидкость закачивают в трубки НКТ. Горячая жидкость растворяет парафиносмолистые отложения в НКТ и насосном оборудовании, после чего производится запуск насосной установки и при откачке эти вещества выносятся вместе с нефтью на поверхность.

Основной плюс такой промывки - это меньшие потери тепла, так как закачиваемая жидкость поступает непосредственно в НКТ меньшего диаметра, чем в затрубном пространстве.

Первый вариант более прост по своему осуществлению, так как не требует остановки скважины. Однако при этом варианте парафин растворяется лишь в подъемных трубах и выкидной линии, призабойная зона скважины практически не прогревается.

Закачка горячей жидкости в скважину по второму варианту более эффективна по сравнению с первым. Недостатком этого варианта является необходимость остановки скважины. Также к недостатку этого метода можно отнести оборудование подъемных труб обратным клапаном, расположенным над насосным оборудованием, так как при его наличии мы не можем



производить прямую промывку. На Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении 60 % добывающего фонда оборудованы обратным клапаном[29, 31].

### **1.7.2 Очистка погружного оборудования от механических примесей.**

При эксплуатации скважин оборудованных глубинным оборудованием, в частности УЭЦН, не редко возникают ситуации, при которых установка перестаёт подавать газожидкостную смесь на устье скважины. Причин весьма много, но опираясь на анализ работы механизированного фонда Ванкорского месторождения, можно сделать вывод что основные отказы погружного оборудования связаны с заклиниванием рабочих органов насоса (23% всех отказов по механическим примесям), засорением фильтров на приеме насоса песком, солями, следами коррозии оборудования и прочее (15%). Данные осложнения не являются критическими для работы скважины, их можно устранить не прибегая к выводу скважины из работы на длительное время вследствие капитального ремонта скважины, имеется возможность промыть оборудование при помощи ЦА-320 водой (для очистки фильтра на приеме насоса), либо кислотой (для удаления расклинившейся частицы в рабочих органах насоса). Для осуществления очистки оборудования применяется прямая промывка. При очистке фильтра на приеме насоса применяется промывка водой, в результате которой налипшие частицы песка и прочие механические примеси вымываются обратным потоком. При данной операции применяется только прямая промывка, так как нам необходимо изменить привычное направление потока жидкости на обратное. Для расклинивания рабочих органов ЭЦН применяется как прямая, так и обратная промывка, главной целью которой является довести расчетный объем кислоты до предполагаемого места заклинивания. После прокачки расчетного объема скважина находится в состоянии технического отстоя в течение необходимого времени на реагирование кислоты [31].

## **1.8 Анализ научно-исследовательских работ.**

Важнейшей научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий. Одной из причин, не позволяющей эффективно решить эту проблему, является пескопроявление и вынос мехпримесей при эксплуатации скважин.

Если до последнего времени эта проблема была весьма актуальной для месторождений Азербайджана, Краснодарского края и др., то сейчас целый ряд ее аспектов требует решения в условиях месторождений Западной и Восточной Сибири. Так, например, на крупных месторождениях Самотлорском, Ванкорском и ряде других месторождений наметилась устойчивая тенденция ежегодного увеличения отказов установок электроцентробежных насосов по причине высокого содержания мехпримесей в продукции скважин.

Проблематики очистки внутрискважинного оборудования посвящено много научно-исследовательских работ и статей. Данная проблема актуальна для нефтегазовой промышленности. Большое количество научных работ направлено на предупреждения пескопроявления, отложения солей и АСПО, а так же ликвидацию данных осложнений при эксплуатации скважин. Существующие в настоящее время способы борьбы с мехпримесями имеют ряд существенных недостатков, что в реальных экономических условиях разработки нефтяных месторождений (особенно месторождений, находящихся на поздней стадии разработки) ограничивает возможность их применения.

Решение проблемы в указанной области добычи нефти сдерживается из-за отсутствия недорогих, высокоэффективных средств защиты ЭЦН от мехпримесей, содержащихся в продукции скважин.

Рассмотрим цели, выводы и рекомендации некоторых работ, посвященные данной проблеме.

В работе [32] «Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей», автор на примере Самотлорского месторождения описывает методы работы с погружным насосным оборудованием (ЭЦН) в условиях высокого выноса механических примесей.

Целью исследования в данной работе, является повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН при добыче жидкости с высокой концентрацией взвешенных частиц.

Для достижения указанной цели были поставлены и решены следующие задачи:

- выявлены особенности влияния механических примесей на работу внутрискважинного оборудования;

- проведен анализ современного состояния существующих научно-технических решений по защите внутрискважинного оборудования от механических примесей и разработана их классификация;

- разработаны технические средства для защиты ЭЦН от механических примесей;

- апробированы в промысловых условиях технические средства защиты ЭЦН при добыче жидкости с высокой концентрацией взвешенных частиц. Оценена их эффективность.

Научная новизна данной работы заключается в получении аналитических зависимостей между содержанием механических примесей в продукции скважин, эксплуатирующих пласт АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения и технологическим режимом их работы. Разработана классификация способов защиты внутрискважинного оборудования от механических примесей. Предложен и научно обоснован способ защиты

ЭЦН с использованием стоячих волн, искусственно генерируемых в потоке добываемой скважинной жидкости.

Практическая значимость полученных результатов в данной работе явно выражена. Разработанные способы защиты внутрискважинного оборудования от механических примесей позволили:

- увеличить наработку на отказ ШГН в среднем в 3 раза с использованием газопесочного сепаратора (Патент РФ № 2212533);

- снизить затраты на проведение очистки прискважинной зоны пласта за счет уменьшения расхода рабочей жидкости в 2 раза при использовании генератора гидроимпульсного (Патент РФ № 2160351);

- снизить вибрацию в скважине в 6,2 раза за счет снижения пульсации газожидкостной смеси;

- снизить концентрацию взвешенных частиц (КВЧ) в продукции скважины в среднем в 3,4 раза. На стационарном режиме работы снижение КВЧ составило в 1,9 раза.

Разработанные технические средства защиты внутрискважинного оборудования от механических примесей прошли промысловые испытания на скважинах Самотлорского месторождения. Техничко-экономическая эффективность от их применения на полетопасных скважинах и скважинах с высоким содержанием механических примесей выразится в увеличении наработки на отказ, что в первую очередь скажется на эффективности разработки нефтяных месторождений за счет снижения эксплуатационных затрат, а следовательно и снижения себестоимости добычи нефти.

Данная работа имеет следующие основные выводы и рекомендации:

1. В результате анализа геолого-промысловых данных Самотлорского месторождения выявлен ряд особенностей влияния механических примесей на работу внутрискважинного оборудования. Показано, что:

- аварии ЭЦН в 37 % случаев происходили из-за вибрации. По результатам расследования причин аварий установлено, что в 74 % случаев возникновение повышенной вибрации связано со значительным содержанием механических примесей в продукции скважин, о чем свидетельствует сильный абразивный износ рабочих органов насосов;

- 39 % скважин, находящихся в часто ремонтируемом фонде ЭЦН, вышли из строя по причине высокого содержания механических примесей в добываемой жидкости;

- основными причинами выхода из строя ЭЦН после проведения ГРП являются вынос проппанта (23 % случаев) и песка (20 % случаев).

2. Влияние технологического режима работы скважин пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения на содержание механических примесей в их продукции нашло подтверждение в следующих зависимостях:

-зависимость содержания механических примесей от обводненности продукции скважин –  $R^2=0,78$  для коллекторов характеризующихся комплексным геофизическим показателем  $\alpha_{пс}<0,5$  и  $R^2=0,54$  для коллекторов с  $\alpha_{пс}>0,5$ ;

-зависимость содержания механических примесей от депрессии на пласт, а также зависимость содержания механических примесей от отношения забойного давления к пластовому –  $R^2=0,5$ ;

-зависимость содержания механических примесей от коэффициента продуктивности скважин –  $R^2=0,43$ .

3. В работе предложена классификация способов защиты внутрискважинного насосного оборудования от механических примесей. Существующие на сегодняшний день способы защиты внутрискважинного насосного оборудования от механических примесей разделены на четыре группы: химические, технические, технологические и профилактические.

4. На основе теоретических исследований, а также анализа отечественного и зарубежного опыта по защите внутрискважинного оборудования от механических примесей разработан газопесочный сепаратор для ШГН, в результате внедрения которого увеличена наработка на отказ ШГН в 3 раза.

5. На основе явления коагуляции взвешенных в жидкости частиц разработано устройство для защиты ЭЦН от мехпримесей (акустический преобразователь шума – АПШ), преобразующее низкочастотную вибрацию электроцентробежного насоса в благоприятный для коагуляции частиц частотный диапазон.

6. Полученные результаты испытаний акустических преобразователей шума позволяют рекомендовать их к внедрению на полетоопасных скважинах и скважинах с высоким содержанием механических примесей. Прогнозируемая величина годового экономического эффекта, который может быть получен за счет снижения вибрации и КВЧ от внедрения акустических преобразователей шума составляет 3,9 млн.руб. в год на 1 скважину [32].

Работа [33] посвящена «Повышению эффективности крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений».

Целью данной работы является Разработка модели состояния призабойной зоны пласта, учитывающей деформационно-пространственную нестабильность слабосцементированного песчаника для решения практических задач снижения и предотвращения пескопроявлений.

Задачи исследований, решаемые в настоящей работе для достижения поставленной цели, автор ставит следующие:

- исследование причин пескопроявлений;
- исследование взаимосвязи методов противопесочной защиты со свойствами пород-коллекторов;

-разработка метода моделирования слабосцементированного коллектора с целью уточнения пределов его прочностной устойчивости в условиях эксплуатации;

- установление взаимосвязей для определения критического состояния (момента разрушения) скелета слабосцементированного песчаника;

-определение критерия применимости метода химического воздействия для крепления слабосцементированного песчаника.

Научная новизна полученных результатов заключается в следующем:

1. Разработана модель состояния призабойной зоны пласта, учитывающая деформационно-пространственную нестабильность слабосцементированного песчаника.

2. Выбраны критерии определения критического состояния (момента разрушения) скелета слабосцементированного песчаника.

3. Определен критерий применимости метода химического воздействия для крепления призабойной зоны пласта.

Практическая значимость и реализация результатов работы [33] состоит в:

- использовании методов определения прогнозных параметров наступления критического состояния пород-коллекторов в призабойной зоне пласта;

- реализации технологических принципов повышения эффективности крепления призабойной зоны пласта за счет управления процессами пескопроявления;

- разработке метода выбора технологического решения крепления призабойной зоны пласта с учётом состояния горных пород.

Подводя итог данной научной работы, особое внимание следует обратить на выводы, которые дает в своей работе автор:

1. Разработаны принципы вариативной технологии заканчивания, с помощью которой становится возможным оптимизировать состав методов управления осложнениями, и сделать их более гибкими и эффективными.

2. Выполнен анализ характеристик состояния и традиционных способов ограничения пескопроявлений на ряде месторождений Краснодарского края.

3. Разработаны принципы и аналитические выражения для определения прогнозных параметров наступления критического состояния пород-коллекторов в призабойной зоне пласта с использованием статистической динамической модели деформационно-пространственной неустойчивости.

4. Экспериментально исследованы прочностные характеристики однородных и неоднородных структур песчаников.

5. Разработана классификация пород по степени неоднородности.

6. Разработаны критерии целесообразности применения методов химического усиления пород [33].

В работе [34] «повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками» говорится о проблеме механических примесей применительно к штангово-насосному способу добычи нефти, присутствующие механические примеси в добываемой продукции являются главной причиной поломок и образования дефектов в узлах оборудования.

Целью научной работы [34] автор ставит следующее:

- повышение эффективности работы добывающих скважин в условиях интенсивного выноса механических примесей разработкой и совершенствованием средств предупреждения и защиты подземного оборудования.

Для решения поставленной цели сформулирует следующие задачи:

1. Исследование и оценка влияния механических примесей на работоспособность глубинно-насосного оборудования и технологий защиты приема насоса.



2. Разработка и совершенствование технологии крепления призабойной зоны пласта и технических средств защиты элементов подземной части насосных установок от мехпримесей.

3. Экспериментальные и аналитические исследования фильтрационных характеристик фильтроэлемента (картриджа).

4. Обобщение результатов промысловых испытаний отделителей мехпримесей в призабойной зоне и на приеме насоса.

Решение поставленных задач, автор решает по следующему алгоритму. Решение поставленных задач базируется на анализе влияния мехпримесей, содержащихся в продукции скважин, на работоспособность насосного оборудования; экспериментальных и аналитических исследованиях фильтрационных характеристик фильтр-элемента и обобщении промысловых испытаний отделителей механических примесей на приеме штанговых насосов.

Новизной рассматриваемой работы является следующее:

1. Установлены закономерности изменения и получены статистические зависимости отказов оборудования в скважинах с высокой концентрацией мехпримесей в добываемой продукции от депрессии на пласт, дебита жидкости, обводненности нефти, глубины подвески и коэффициента подачи глубинного насоса.

2. Разработана научно обоснованная методика расчета срока эффективной работы фильтра тонкой очистки, учитывающая геометрические размеры фильтроэлемента и исходные параметры концентрации механических примесей и дебита скважины.

3. Научно обоснованы критерии новой технологии крепления призабойной зоны пласта, которая основана на использовании многокомпонентной синтетической смолы, а также разработаны технические средства защиты приема насоса от механических примесей (патенты РФ №2471063, 2500878, 2514057. 116572).

В практической значимости данной диссертации [34], автор отмечает основные положения и разработки, которые были опробованы и внедрены в ходе выполнения данной работы.

1. Метод предотвращения выноса песка из призабойной зоны пласта и увеличение наработки на отказ глубинно-насосного оборудования.

2. Разработаны и внедрены в производственную практику отделители механических примесей на приеме насоса (Патентов РФ №2471063, 2514057)

3. От реализации рекомендаций автора по предотвращению попадания мехпримесей в полость насосного оборудования в промышленных условиях получен технологический эффект за счет увеличения наработки на отказ от 18 до 113 процентов.

Выводы по проделанной работе, автор даёт следующие:

1. Предложен алгоритм построения множественной регрессии, адаптированный для статистического анализа отказов глубинно-насосного оборудования из-за вредного влияния механических примесей (износ и засорение насоса), применение которого позволило получить регрессионные зависимости наработки на отказ от параметров технологического режима с достаточно высокой достоверностью аппроксимации.

2. Полученные корреляционные зависимости показывали, что наработка на отказ скважинных насосных установок снижается при увеличении на них эксплуатационной нагрузки: росте КВЧ, дебита жидкости, обводненности, глубины спуска, депрессии на пласт, коэффициента подачи. При этом число зависимых параметров в уравнении множественной регрессии, как правило, не превышает двух, а сами параметры могут варьироваться в зависимости от условий эксплуатации.

3. Разработаны методика проведения эксперимента и экспериментальная установка, моделирующая фильтрацию продукции добывающей скважины с высоким содержанием песка через фильтр тонкой очистки. Получена параболическая зависимость количества взвешенных

частиц, осевших на фильтроэлементе, от накопленного объема прокачки модели скважинной жидкости.

4. Разработаны пескозащитные устройства многоступенчатой сепарации для скважинных штанговых насосов.

5. Получена универсальная регрессионная зависимость проницаемости для полимерно-волокнутого фильтра от массы прокачанного через его поверхность песка, позволяющая оценить время эффективной работы фильтра в зависимости от геометрических размеров фильтроэлемента.

6. Разработаны: эффективный фильтр для призабойной зоны скважин, эксплуатирующих многопластовые объекты; фильтр тонкой очистки штангового насоса со сменным картриджем из полимерного волокнуто-пористого материала, лабораторные исследования и промышленные испытания которого показали его высокую работоспособность [34].

Вывод подраздела:

Проанализированные работы, разные по своему содержанию, но все они посвящены одной и той же проблематике. Очистка погружного оборудования, увеличения работы на отказ, спускаемого в скважину оборудования, было актуально как 10 лет назад, так и сегодня. Механические примеси являются одним из неблагоприятных факторов, приводящих к нарушениям технологического процесса добычи нефти в современных условиях.

Высокая концентрация механических примесей приводит к заклиниванию плунжера в цилиндре насоса, забиванию клапанов, абразивному износу плунжерной и клапанной пары, насосных штанг и труб, особенно в местах интенсивных перегибов ствола наклонно направленных скважин. В скважинах оборудованных УЭЦН, при высоком содержании механических примесей в добываемой продукции, происходит быстрый износ рабочих колёс, высока вероятность заклинивания, когда частица

обломочной породы попадает между внутренней стенкой и рабочим колесом, не редкость после такого заклинивания и слом вала.

Таким образом, разработки, научно-исследовательские работы, статьи, диссертации по данной тематике, направленные на снижение влияния осложнений, связанных с высокой концентрацией механических примесей в продукции скважин, оборудованных глубинно-насосными установками весьма актуальны, и востребованы для нефтепромысловой практики.

### **1.9 Производственный опыт применения промывки горизонтальных скважин и скважин с АНПД.**

Компания Schlumberger предлагает широкий спектр специально разработанных решений в области очистки скважин, включая механический инструмент для измельчения и скобления, гидравлические инструменты для промывки и обратной циркуляции, а также химические растворы для эффективной очистки путем растворения или за счет улучшенных переносящих свойств вязких материалов. Интеграция всех этих различных решений с самым передовым программным обеспечением для проектирования очистки скважин и мониторинга ключевых внутрискважинных параметров в реальном времени (дифференциальное давление, температура, локатор муфт обсадной колонны, гамма-излучение, нагрузка у забоя) с колтубинговой системой АСТive, снабженной оптоволоконным кабелем, позволяет уверенно добиться эффективной и оптимизированной очистки. Технология АСТive - это технология, позволяющая в режиме реального времени получать и интерпретировать данные с забоя скважины для оптимизации комплекса операций проводимых с использованием ГНКТ. Получение данных с забоя скважины во время проведения работ позволяет принимать оперативные решения, что в значительной степени увеличивает эффективность и снижает риски [35].

Эффективность очистки критически важна для оптимизации производительности скважин на месторождениях в поздней стадии

разработки, а также в сложных для эксплуатации пластах. Понимание взаимозависимости и потенциала синергетических связей процессов способствует появлению новых технологий, помогая операторам быстрее восстанавливать производительность скважин. Сокращение времени простоя означает сокращение затрат и увеличение добычи на месторождениях.

Понимание ключевых элементов процесса не всегда просто и зачастую требует глубоких экспертных знаний в различных областях. Например, химики, как правило, разрабатывают состав растворов для очистки скважин, в то время как инженеры-механики и специалисты в области гидромеханики разрабатывают технологии для промывочных насадок[36].

Чтобы промывка получилась эффективной, необходимо иметь точные данные для моделирования процесса очистки. Получение точных данных имеет решающее значение для подготовки дизайна работ, выбора оптимальной методики, рабочих жидкостей и для успешного завершения работ.

Данные рабочего дизайна по промывке забоя скважины подразделяют на:

- Параметры коллектора
- Геометрия скважины и заканчивания
- Характеристики осадков
- Ограничение по материально-техническому обеспечению
- Рабочие характеристики оборудования

Наиболее сложным при сборе данных для дизайна работ являются параметры коллектора, а именно:

- Размер частиц
- Плотность материала
- Растворимость
- Цементированность
- Расчетный объем материала

- Наличие вязких материалов

Рабочие жидкости при промывке.

В системе PowerCLEAN можно применять обычные промывочные жидкости в предельно допустимых для них температурных режимах. Например, ксантановый биополимер можно применять при забойной температуре до 121 °С. Температурный предел применения новых жидкостей марки J571 и J572, разработанных для системы PowerCLEAN, достигает 163°С. J572 представляет собой биополимерный порошок, который при смешивании с пресной или морской водой превращается в вязкий раствор. J571 является суспензионной версией раствора J572. Обе эти жидкости обладают гораздо большей вязкостью и значительно более высокой температурной устойчивостью по сравнению с другими промывочными жидкостями [35].

Рабочие жидкости обычно используемые при промывки скважин:

- Вода/солевой раствор (дешевые, легки в обращении, возможно использовать повторно, хорошие струйные характеристики, отсутствует статическое взвешивание, возможны проблемы с совместимостью)
- Нефть/дизтопливо (более низкая плотность, меньше проблем с совместимостью, трудности в обращении, нельзя использовать повторно, утилизация в промысловые трубопроводы, огнеопасны)
- Загущенные жидкости (это вода или жидкость на нефтяной основе, хорошая несущая и взвешивающая способность, чувствительность к внутрискважинным условиям (флюиды и температура), повышенное давление трения-пониженная подача насосов)
- Жидкостные и азотные стадии (применимы для условий пониженного пластового давления, облегчают трудности связанные с давлением трения, имеет сложный график закачивания и подачи ГНКТ)

- Пена (наилучшая несущая и взвешивающая способность, на водяной или нефтяной основе, низкая струйная способность, применима в условиях пониженного давления)

- Газообразный азот (ограничен в применении в условиях очень низкого давления, для выноса частиц необходима чрезвычайно высокая скорость)

При выборе рабочей жидкости следует учитывать:

- Забойные условия, забойное давление и температура (потеря циркуляции)
- Способность жидкости выносить частицы
- Давление трения при требуемом расходе
- Ограничения по утилизации и материально-техническому обеспечению
- Совместимость с скважинными и пластовыми флюидами
- Стоимость

После определения рабочей жидкости, производят подачу колонны гибких труб в скважину. Подача колонны гибких труб в скважину должна координироваться с закачкой рабочей жидкости [36]. Необходимо это для:

- Определения глубины нахождения осадков, определить уровень для определения их объёма
- Проход сквозь песок должен контролироваться, чтобы не перегрузить затруб, проходить только если форсунка активизируется жидкостью, а не газом

Требования к оборудованию. Типовыми требованиями являются :

- Оборудование ГНКТ (соответствующие размер и длина)
- Оборудование контроля давления
- Внутрискважинные инструменты и оборудование
- Вспомогательное оборудование (замешивание жидкостей, утилизация, насосное оборудование)

## Промывочные форсунки PowerCLEAN.

Одним из главных является правильный подбор промывочных форсунок, обеспечивающие наибольший вынос песка. Для данной технологии применяются промывочные форсунки PowerCLEAN. Ассортимент типо-размеров и характеристик большой, подойдет для различных скважинных условий. Вихревые струйные потоки через сопла форсунки обеспечивают эффективное подхватывание и «выметание» частиц. Данные форсунки обладают низким перепадом давления:  $< 7$  атм при 160 л/мин,  $< 50$  атм при 475 л/мин. Энергия струи встряхивает и увлекает песок в промывочную жидкость, не дает частицам опускаться ниже уровня форсунки и эффективно выносит песок к устью скважины. На рисунке 1.5 представлены сравнительные характеристики насадки PowerCLEAN с другими насадками.

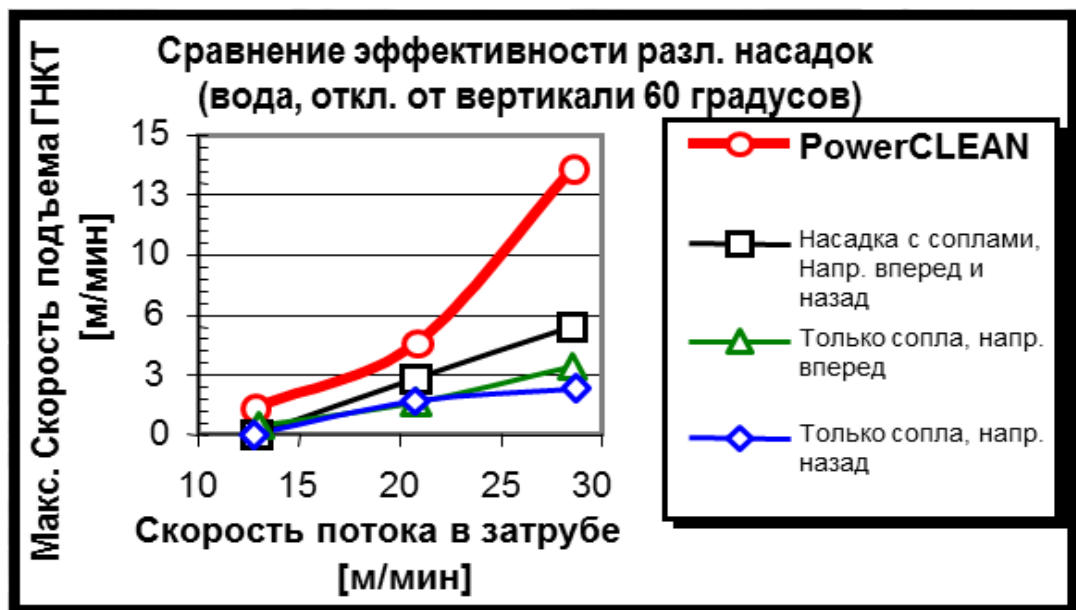


Рис. 1.5 - Сравнительная характеристика промывочных насадок.

Многочисленные испытания доказали превосходную работоспособность форсунок PowerCLEAN, обеспечивающую полное удаление частиц при меньшем расходе жидкости по сравнению с другими типами форсунок.





Рис. 1.6 - Промывочная форсунка PowerCLEAN

#### Система мониторинга частиц.

Система мониторинга частиц на выносе в режиме реального времени позволяет оптимально производить промывочные работы. Система не требует внедрения внутрь рабочего оборудования, монтируется на существующем коленчатом патрубке обратной линии, а вынос частиц отслеживается на компьютере, удаленном от датчиков на 50 метров. В ходе промывки на основании анализа выносимых частиц можно оптимально корректировать рабочие процедуры и/или параметры промывочных жидкостей [35].

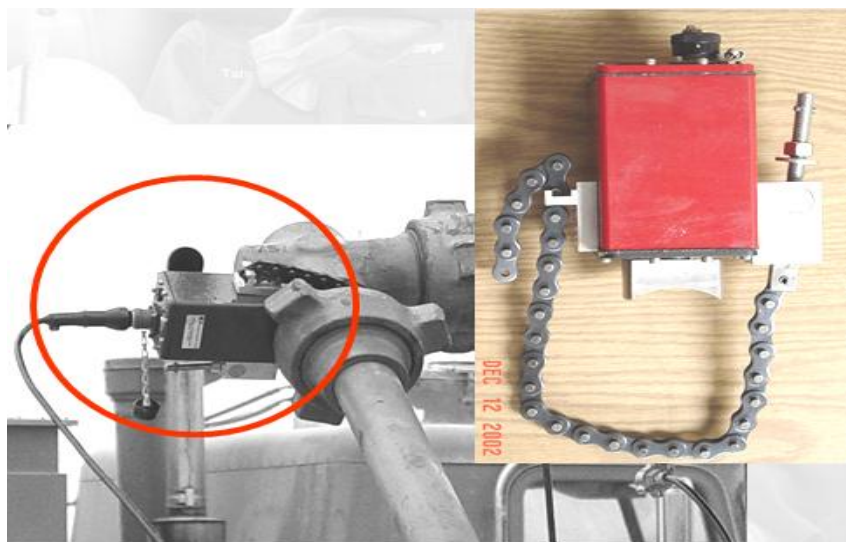


Рис. 1.7 - Устройство мониторинга частиц[35]

Невозможно провести качественную промывку скважины без дополнительного программного обеспечения POWERCLEAN[36].

Аналитическая модель и программное обеспечение (ПО) для планирования операции являются "мозгом" и интегрирующей структурой системы PowerCLEAN.

Разработанная посредством всесторонних исследований и окончательно настроенная в ходе многочисленных испытаний модель и ПО PowerCLEAN позволяют планировать и выполнять каждую обработку скважины с максимальной точностью в пределах оптимальных затрат средств и времени.

Для каждой определенной скважины и рабочих условий программа системы PowerCLEAN оценивает целесообразность использования той или иной промывочной жидкости или сочетания разных жидкостей и предлагает рекомендации по растворам и технологическим процедурам, таким как максимальная скорость спуска колонны ГНКТ при вхождении в интервал промывки, оптимальная скорость подъема колонны ГНКТ, обеспечивающая вынос частиц на поверхность, оптимальная подача насоса и т.д.

Чтобы предоставить пользователю дополнительную информацию по планированию и выполнению обработки, программа создает несколько диаграмм.

При компьютерном моделировании в имитаторе скважина (WBS) используются уравнения сохранения массы и количества движения:

- Течение в перфорационный канал или из них
- Течение через штуцер (скважинный возврат)
- Захваченные жидкостью твердые частицы
- Растворение газа
- Эффект U-образной трубки
- Передача тепла

Применение PowerCLEAN:

- Существующий фонд скважин с ОК 146 и 168 мм
- Наклонно-направленные, пологие и горизонтальные скважины

- Скважины с ОК более 168 мм , включая ОК 194
- Скважины с Рпл меньше гидростатического
- Скважины с S- образным стволом

Преимущества технологии PowerCLEAN:

- Возможность качественных обработок сложных скважин, не поддающихся полной очистке прежними технологиями
- Снижение риска аварийности работ, особенно актуально в сложных скважинах
- Проведение более агрессивных ГРП на сложных скважинах (закачка достаточных объёмов проппанта и эффективное удаление его излишков)
- Мониторинг удаляемых твердых частиц в режиме реального времени
- Сокращение простоя скважины в ремонте
- Совершенствование процесса стандартных промывок
- Снижение времени и затрат от скважины к скважине

Технические трудности при промывки забоя скважины могут быть следующими:

- Горизонтальные и наклонные стволы >50 градусов
- Большие обсадные колонны >168 мм
- Низкие пластовые давления < 0.5 Ргидрост
- Высокие температуры >130 °С
- Гидравлические потери в ГНКТ
- Скорость восходящего потока
- Осыпание, образование дюн
- Выпадение частиц
- Неэффективное выметание частиц
- Дегградация вязкости при высоких забойных температурах

На рисунке 1.8 отмечены основные проблемы при промывки ГНКТ.

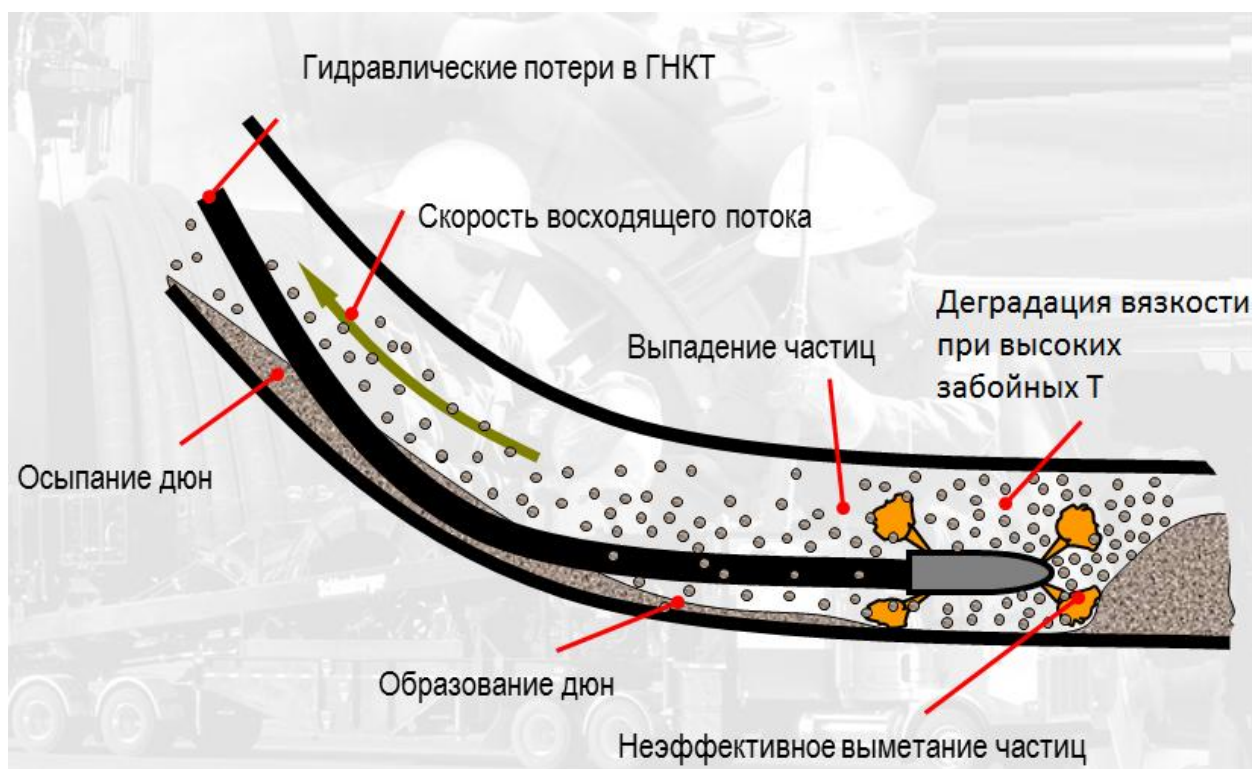


Рис. 1.8 - Основные проблемы при промывки скважин с использованием ГНКТ

Уровни сложности промывок забоя скважин **приведены на рисунке 1.9**

Уровни	Размер НКТ/ обсадной колонны (дюйм)	Отклонение скважины от вертикали (гр.)	Интервал промывки в обсадной колонне (м)	Максимальная температура в скважине (гр. С)	Минимальное давление в скважине
Уровень 0	< 7 (178 мм)	< 30	<100	120	$\geq 1 \text{ Hyd. } P^* \text{ от } H_2O$
Уровень I	7 (178 мм)	< 50	<200	135	$> 0.6 \text{ Hyd. } P^* \text{ от } H_2O$
Уровень II	> 7 (178 мм)	> 50	> 200	150	$\leq 0.6 \text{ Hyd. } P^* \text{ от } H_2O$
Уровень III	$\geq 9 \frac{5}{8}$ (245 мм)	любое	любое	165	любое

Рис. 1.9 - Уровни сложности промывок

Спуск ГНКТ в горизонтальную скважину обусловлен такими трудностями как получение синусоидального и спиралевидного изгиба,

происходит это по причине присутствия остаточного изгиба в колонне НКТ (рис.1.10)

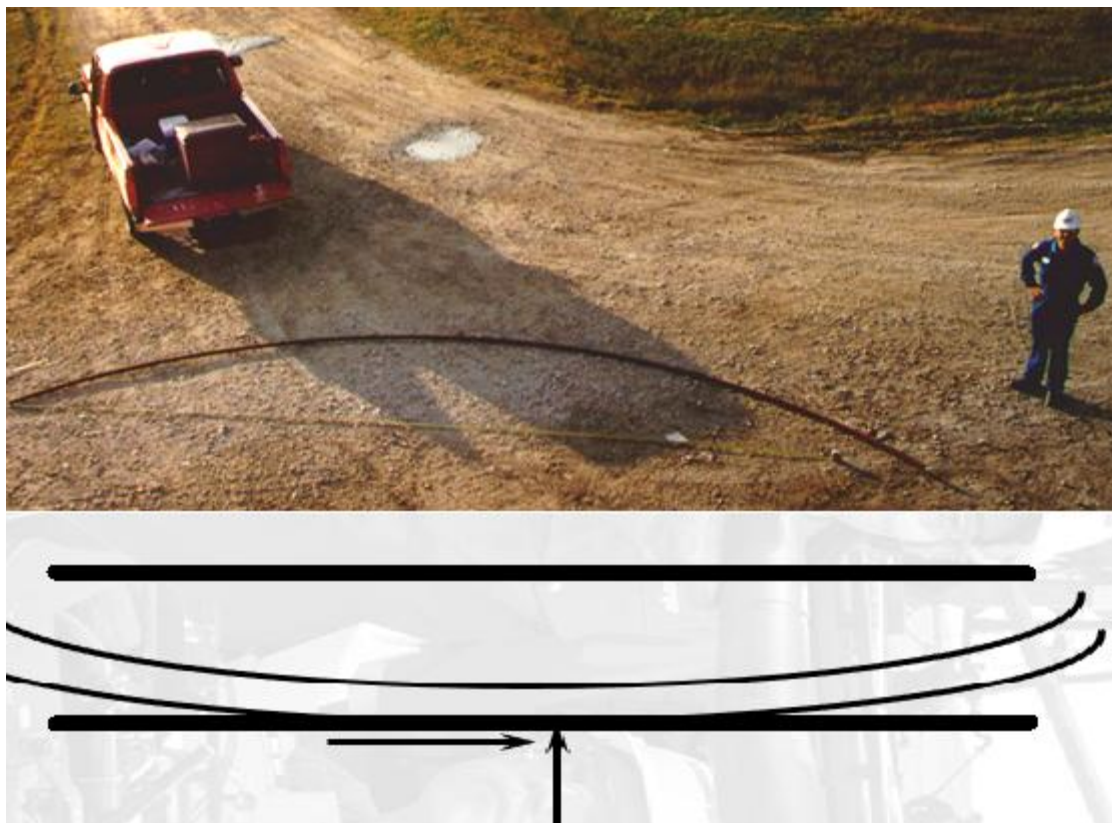


Рис. 1.10 - Остаточный изгиб в колонне ГНКТ.

плюс ко всему этому склонность ГНКТ к расположению на нижней стороне ствола скважины, что в свою очередь создает дополнительные силы трения. Синусоидальный изгиб представлен на рисунке 1.11.

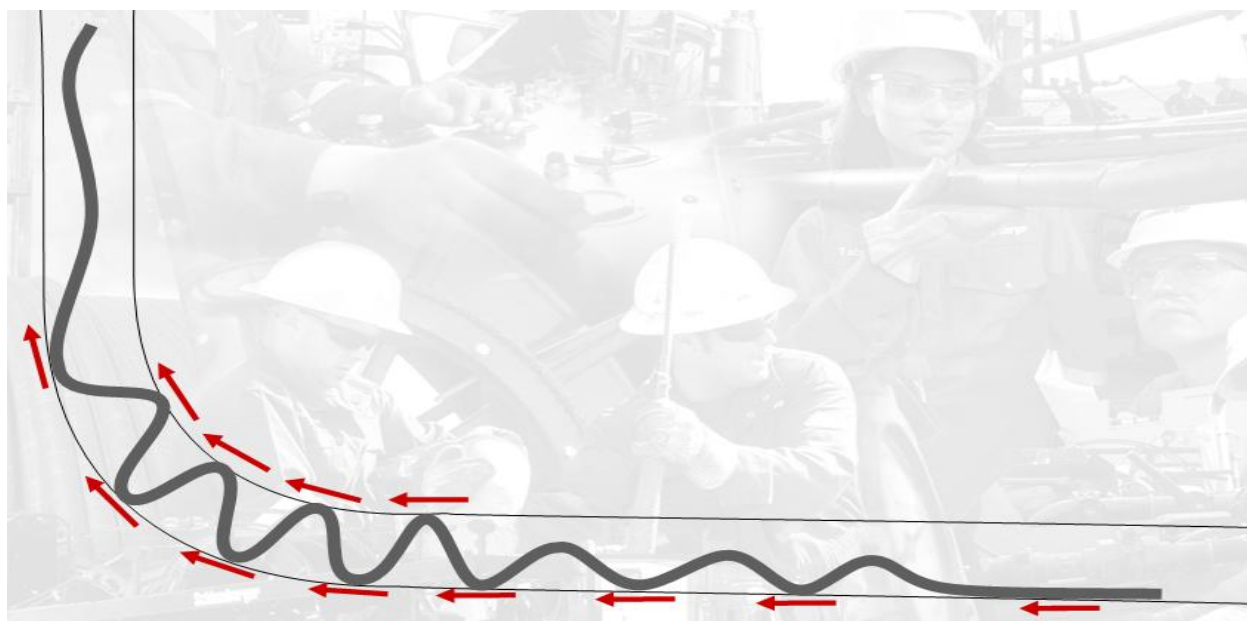


Рис. 1.11 - Синусоидальный изгиб колонны ГНКТ



Чтобы уменьшить негативное влияние силы сопротивления и трения применяют различные растворы, снижающие трение, а так же выпрямитель колонны ГНКТ. Еще применяют так называемые внешние силы, это внутрискважинные тяговые устройства (тракторы и вибраторы) (рис. 1.12).

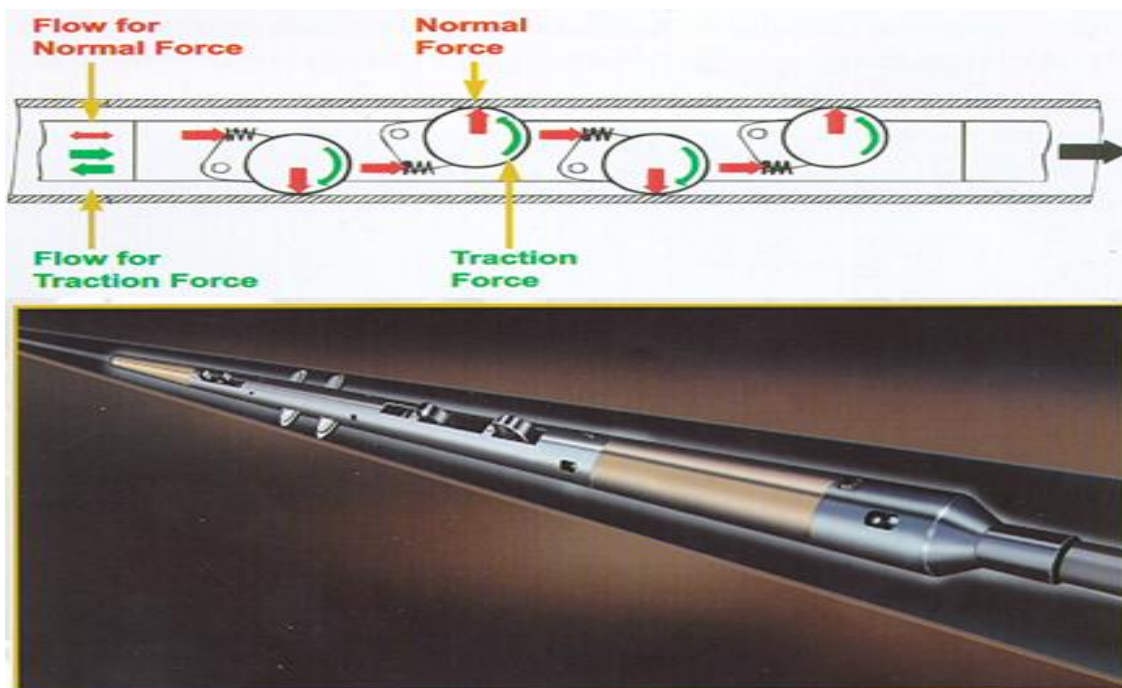


Рис. 1.12 - Внутрискважинные тяговые устройства

Синусоидальные и спиралевидные изгибы ограничивают проникновение ГНКТ в горизонтальный ствол, чем дольше удастся задержать наступление выпучивания, тем ниже сил расходуется на силы сопротивления (трения) и тем больше происходит проникновение вглубь ствола. Удаление остаточного изгиба колонны ГНК возможно при помощи выпрямителя ГНКТ (рис. 1.13). Выпрямитель устанавливается между направляющим сектором и инжектором, дополнительное проникновение, за счет выпрямителя, сравнимо с понижением трения на 30% [36].

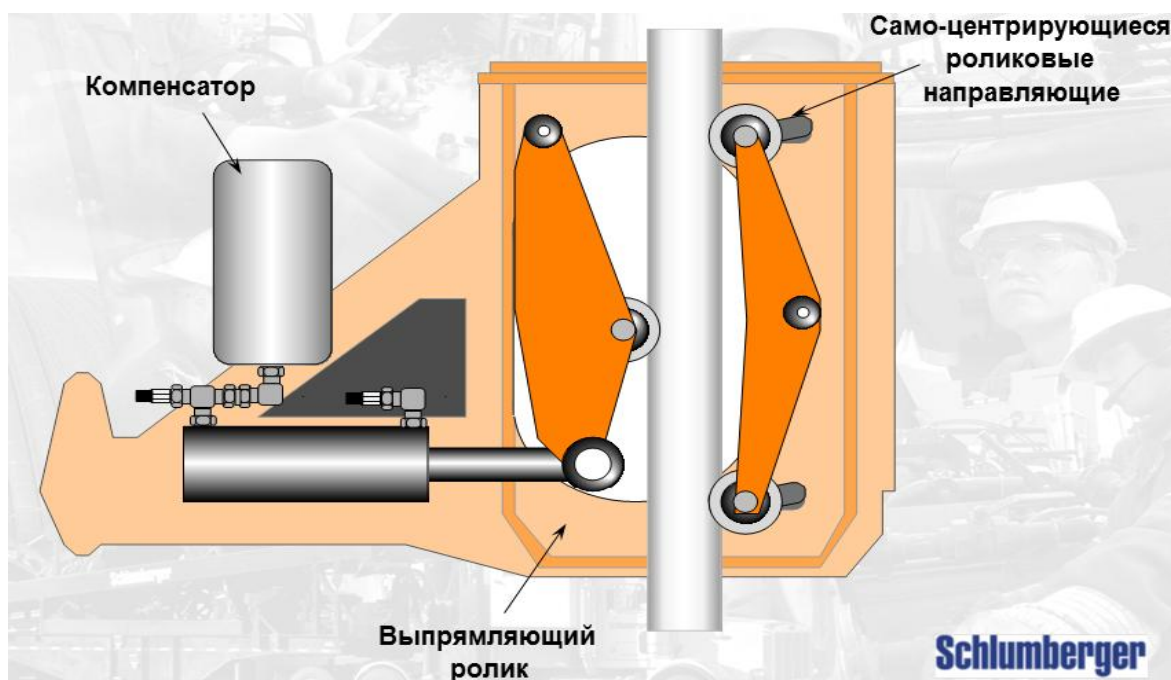


Рис. 1.13 - Выпрямитель ГНКТ

Наружное ограждение, то есть наша обсадная колонна, так же является предупреждением от возникновения выпучивания, чем меньше отношение внутреннего диаметра ОК к наружному диаметру ГНКТ, тем глубже проникновение (рис. 1.14)

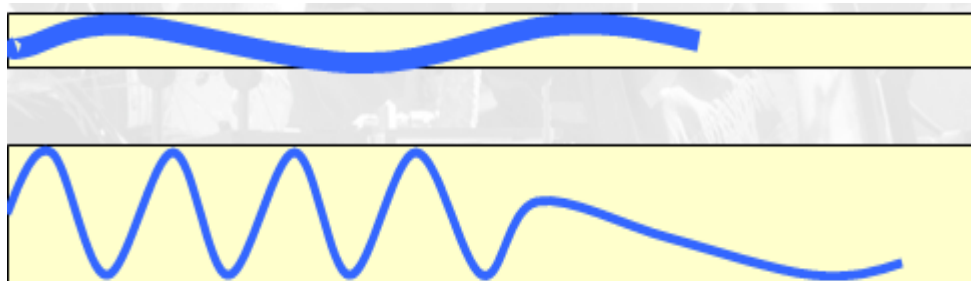


Рис. 1.14 - Зависимости отношения диаметров от степени выпучивания

Уменьшения трения добиваются путем прокачки полимера ID Lube через ГНКТ по затрубю понижает коэффициент трения между ГНКТ и НКТ/ОК. Снижение трения до 30% было доказано при испытаниях в Wytch Farm и Норвегии.

Также снизить трение помогает добавление шариков, закачиваемых с загеленной жидкостью, такой метод приводит к эффекту «шарикоподшипника» в забое. Такой метод успешно использовался в Мексиканском заливе [35].

На рисунке 1.15 представлен типичный сценарий, основанный на реальных событиях, где была замерена глубина проникновения колонны ГНКТ без выпрямителя, затем с выпрямителем, и после этого к выпрямленной колонне ГНКТ добавили полимер [36].



Рис. 1.15 - Сравнение технологий с выпрямителем, полимером, и без них[36]

#### **1.10 Анализ патентов для изобретения оборудования, направленных на очистку погружного оборудования.**

Опыты и наблюдения, проводимые на различных нефтегазовых сооружениях, позволили сделать заключение, что ни один из способов восстановления производительности (химический, гидромеханический или комбинированный) не возвращают скважинам их первоначальных дебитов в процессе эксплуатации, а носят временный характер. В связи с этим актуально применение такой системы, при которой частые остановки работы скважины совмещаются с постоянным циклическим чередованием гидромеханических и химических способов очистки. Возможное решение проблемы организации постоянной циклической работы очистного оборудования связано с автоматизацией его работы без проведения спускоподъемных операций. Известным способом решения выше указанной



проблемы является модернизация существующего обратного клапана. В штатном режиме клапан предупреждает излив жидкости из насосно-компрессорной трубы в скважину и раскручивание вала насоса. Скважины, оборудованные обратными клапанами, на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении не имеют возможности проведения технологической прямой промывки при расклинивании, либо при промывке фильтра на приеме насоса. Что в значительной степени осложняет технологический процесс. Метод очистки фильтра с извлечением НКТ является самым дорогостоящим. При всём этом, существующие скважинные обратные клапана нуждаются в доработке. Необходимо модернизировать существующие клапана таким образом, чтобы при работе скважины за короткий промежуток времени имелась возможность прямой промывки насосного оборудования. Данная модернизация позволит проводить промывку фильтра на приеме насоса от налипших механических примесей с остановкой насоса, но без СПО. Вследствие этого будет сокращено время и средства на очистку погружного оборудования.

**Известен Патент RU 2544 930 Клапан обратный электроцентробежной установки и способ очистки фильтра на приеме насоса.**

Группа изобретений относится к нефтяной промышленности и может быть применена для промывки приема и полости электроцентробежных насосов от твердых взвешенных частиц песка, асфальтосмолистых веществ и солей.

Клапан включает корпус (1) с верхней и нижней присоединительными резьбами, седло (2) для клапана, закрепленное неподвижно внутри корпуса, упорную втулку (4) и шайбу (5) с центральным и периферийными отверстиями, закрепленную в корпусе с помощью стопорного кольца (13), тарельчатый клапан (3) со штоком, проходящим через центральное отверстие шайбы, подвижную втулку (7)

и пружину (6), установленную между шайбой и подвижной втулкой. Шток тарельчатого клапана выполнен полым с горизонтальными отверстиями в верхней части, соединяющими надклапанную область НКТ с подклапанной. Подвижная втулка выполнена ступенчатой, нижняя часть которой с меньшим диаметром образует с наружной поверхностью полого штока клапана скользящую пару трения. В верхней части втулки с ввернутой крышкой (8) и центраторами (9) выполнены горизонтальные отверстия большего в сравнении с отверстиями штока клапана диаметра. В верхней части штока клапана снаружи установлены стопорное кольцо (12) и уплотнительные кольца из эластичного материала, расположенные по обе стороны горизонтальных отверстий штока клапана (рис. 1.16).

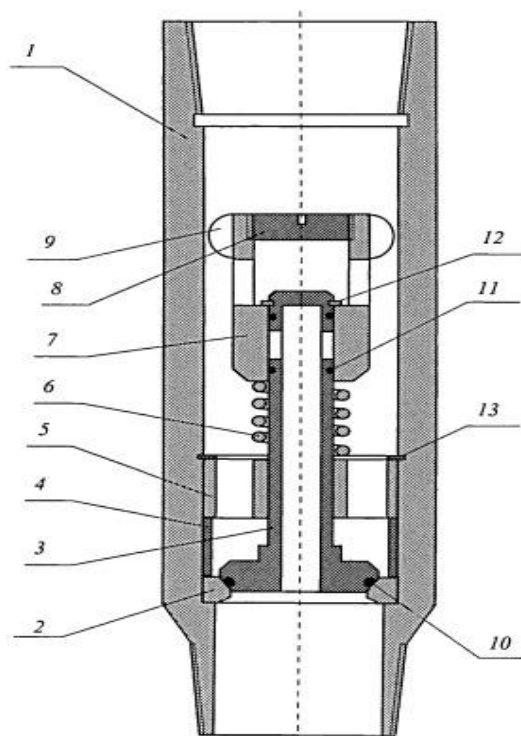


Рис. 1

Рис. 1.16 - Клапан обратный электроцентробежной установки

1-корпус клапана; 2- седло; 3- тарельчатый клапан; 4- упорная втулка; 5- шайба; 6- пружина; 7- подвижная втулка; 8 – крышка; 9- центраторы; 10,11- эластичные манжеты; 12,13- стопорные кольца; 14- груз

Работа клапана состоит в следующем:

После спуска электроцентробежного насоса в скважину обратный клапан под собственным весом принимает крайнее нижнее положение,

указанное на рис. 1.16. При этом пружина (6) остается в полностью разжатом положении, при котором горизонтальные отверстия во втулке (7) и полом штоке клапана не совпадают, что предупреждает проток жидкости из НКТ в насос.

При запуске насоса в работу под действием напора жидкости снизу клапан поднимается и пропускает жидкость в НКТ через периферийные каналы шайбы (5). Приподнятое положение клапана приведет к тому, что подвижная втулка (7) под собственным весом опустится по отношению к штоку, а горизонтальные отверстия втулки и полого штока совпадут. Пружина (6) так же, как в случае, указанном на рис. 1.16, остается в разжатом состоянии. Таким образом, часть добываемой жидкости из насоса в НКТ будет поступать и через полый шток клапана.

Для очистки фильтра на приеме насоса от налипших мехпримесей производится его остановка. Клапан под собственным весом опустится вниз и прижмется гидростатическим давлением сверху к седлу (2). Пружина (6) вернет втулку (7) в крайнее верхнее положение, при котором отверстия во втулке (7) и полом штоке клапана уже не совпадут, что предотвратит переток жидкости из НКТ в насос.

Далее в НКТ скважины через лубрикатор на скребковой проволоке спускают груз (14), который благодаря весу, превышающему силу упругости пружины (6), сожмет ее и переместит втулку (7) вниз. При этом отверстия во втулке (7) и полом штоке клапана совпадут и жидкость из НКТ под большим напором будет перетекать в скважину через полость насоса и приемный фильтр с обратной ее стороны. Обратная промывка жидкостью фильтра позволит смыть с нее налипшую грязь. По истечении определенного времени груз (14) приподнимают и втулка (7) под действием сжатой пружины (6) вернется в крайнее верхнее положение, при котором прекратится переток жидкости из НКТ в скважину. В дальнейшем груз (14) извлекают из скважины.

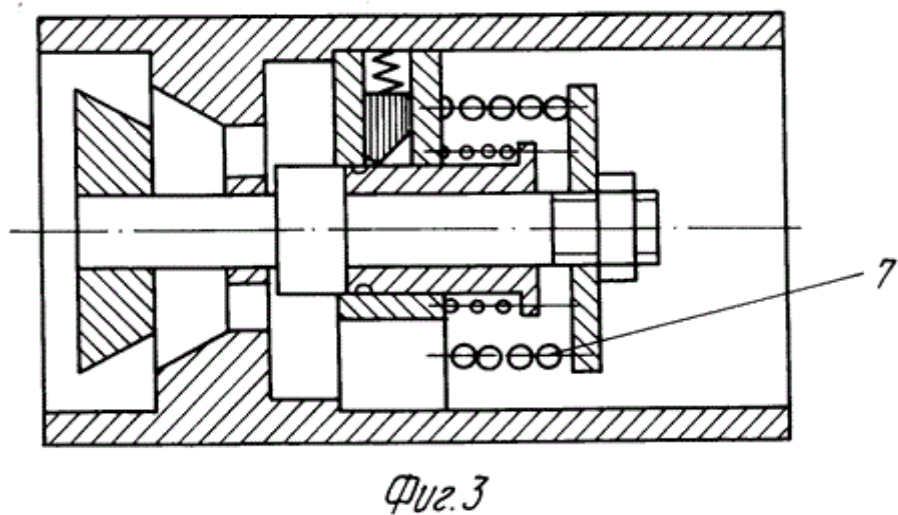
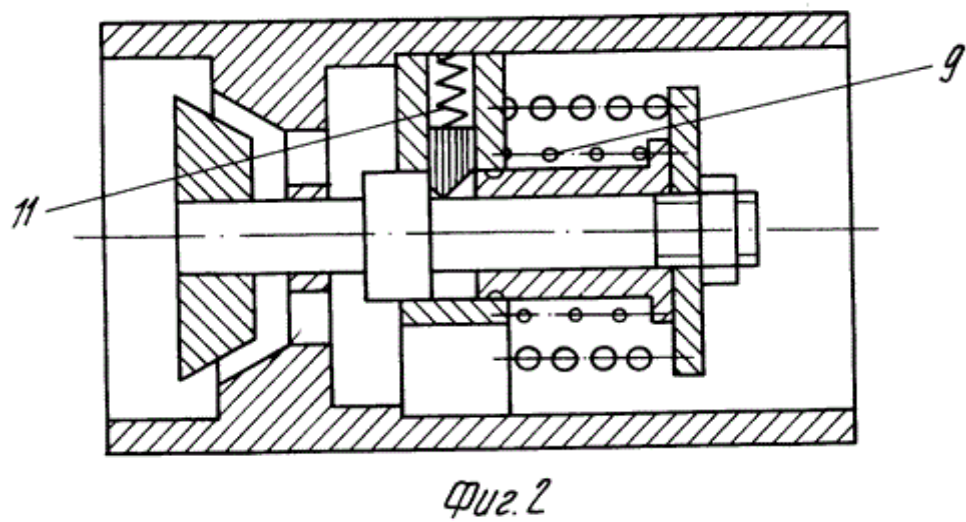
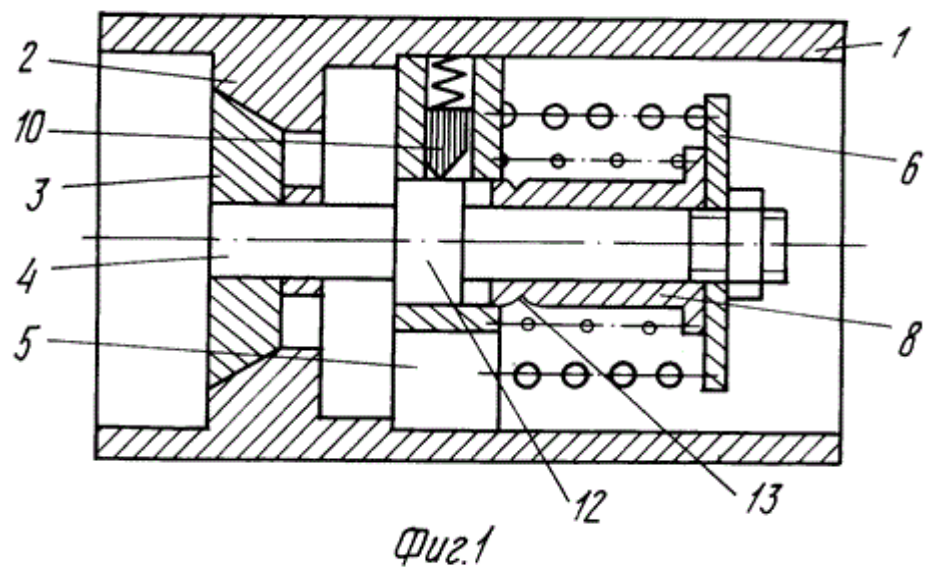
Время очистки приемной части насоса выбирается с расчетом предупреждения достижения жидкостью статического уровня в скважине, при котором уже создается репрессия на пласт. После операции промывки производят запуск насоса в работу.

Технико-экономическими преимуществами данного устройства и способа являются простота и надежность его работы, а также отсутствие необходимости подъема давления в НКТ на значительную величину для промывки насоса и фильтра. Кроме того, обратный клапан может одновременно выполнять роль сливного клапана, что упрощает спуско-подъемные операции при ремонте скважины.

Основным недостатком данного клапана является то, что его нельзя использовать в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах по причине того, что спущенный груз (14) будет давить не на клапан, а на стенку НКТ, тем самым становится недостаточно усилий для сжатия пружины [37].

**Известен Патент RU 2038463 С1. Обратный клапан-автомат. Заявлен 17.03.1992. Опубликовано 27.06.1995.**

Изобретение относится к горному делу, а именно к устройствам при бурении для очищения турбобуров и обсадных колонн при их цементировании в скважине, а также в автоматических системах как следящий и управляющий орган. На фиг. 1 представлен данный клапан в исходном положении, продольный разрез; на фиг. 2 то же, при спуске колонны в скважину, положение тарелки открытое, фиксированное; на фиг. 3 то же, в процессе окончания цементаж скважины, момент закрывания клапана.



Фиг.1,2,3 Обратный клапан - автомат

1-корпус клапана; 2- седло; 3- тарельчатый клапан; 4- шток; 5- крестовина; 6- шайба;  
7- пружина; 8- втулка; 9- пружина; 10- клин; 11- пружина; 12- бурт; 13- риска

Клапан-автомат работает следующим образом:

При небольшой подаче жидкости устройство пропускает раствор только в одном направлении, так как тарелка клапана (3) имеет возможность вернуться в исходное положение. При увеличении подачи жидкости бурт (1)2 штока (4) заходит за стопор (10), фиксируя тарелку (3) в открытом положении и позволяя произвести спуск колонны в скважину. Дальнейшее увеличение расхода жидкости приводит к еще большему открыванию тарелки (3) и выдавливанию стопора втулкой (8) вверх на себя. В этом случае втулки (8) и бурт (12) штока представляют собой как бы единое целое и при резком спаде давления тарелка (3) свободно возвращается в исходное положение, и система снова работает как обратный клапан. В случае необходимости на поверхность втулки (8) выполняется риска (13). В этом случае фаска со стороны тарелки на поверхности стопора должна перекрывать фаску втулки (8) [38].

**Известен Патент RU №104618 U1, заявлен 25.01.2011, опубликован 20.05.2011 клапан обратный трехпозиционный**, который содержит корпус с верхней и нижней присоединительными резьбами. Корпус клапана выполнен составным и имеет верхнюю, среднюю и нижнюю части. Полый шток закреплен внутри корпуса неподвижно, верхняя часть штока выполнена в виде седла для клапана, а под седлом на нем выполнены сквозные радиальные каналы. Подвижным элементом клапана обратного трехпозиционного является полый поршень, расположенный на внешней образующей полого штока соосно с ним с возможностью перекрывать и открывать радиальные каналы полого штока. Подвижный полый поршень подпружинен и имеет два бурта, являющиеся фиксатором движения поршня по вертикали при определенном давлении на поршень.

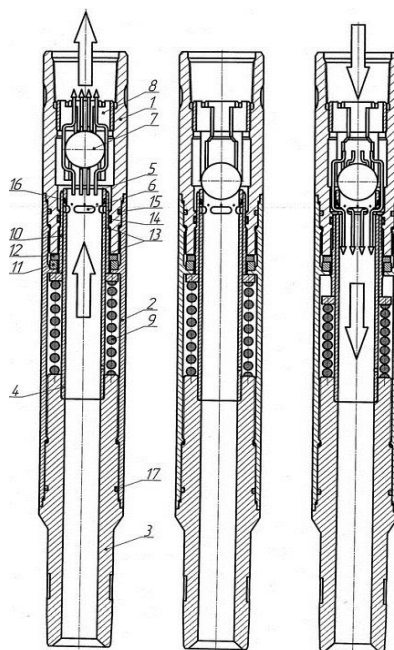


Рис. 1.17 - Трехпозиционный обратный клапан

Недостатками данного клапана являются необходимость дополнительного подъема давления жидкости в НКТ, исчисляемого десятками атмосфер, что повышает риск аварийной ситуации, присутствие двух поверхностей трения полого подвижного поршня (внутренней и наружной), приводящее к его заклиниванию, возможность накопления грязи над поршнем, также приводящего к заклиниванию пар трения [39].

Вывод подраздела:

Из рассмотренных патентов можно выделить два клапана, это обратный клапан электроцентробежной установки как способ очистки фильтра на приеме насоса Патент RU 2544 930, и трехпозиционный обратный клапан Патент RU №104618 U1, оба они применимы для работы в скважинных условиях, и оба отлично подходят для определенных скважин, помимо своих достоинств они имеют и недостатки, изучив недостатки данных клапанов делаем вывод что для дальнейшего анализа нам всё же ближе обратный клапан электроцентробежной установки как способ очистки фильтра на приеме насоса Патент RU 2544 930, так как он более адаптирован к скважинной

среде, меньше дополнительных деталей и он прост в сборке по своей конструкции. Клапан обладает простым механизмом при его работе, но имеет один существенный недостаток, его нельзя использовать в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах по причине того, что спущенный груз будет давить не на тарелку клапана, как это предусмотрено в его конструкции, а на стенку НКТ, тем самым будет создаваться недостаточно усилий для сжатия пружины. В связи с выше изложенным данный клапан не подходит для спуска в горизонтальные и наклонно-направленные скважины. Вопрос применения обратных клапанов с возможностью доступа жидкости на прием насоса через НКТ остается мало изученным и актуальным.

В настоящее время ведется активная работа по модернизации существующих клапанов, известна статья «Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с электромагнитным приводом» [40].

Предлагаемая модернизация заключается в возможности его плавного открывания в обратном направлении при помощи электромагнита, а так же промывки приема и полости электроцентробежных насосов от твердых взвешенных частиц песка, асфальтосмолистых веществ и солей путем подачи очистного раствора с устья скважины.

Способ очистки фильтра на приеме насоса без подъема погружного оборудования на поверхность обратной промывкой фильтрующего элемента жидкостью из колонны насосно-компрессорных труб. Очистка включает в себя остановку насоса для проведения ремонта на определенное время, время очистки приемной части насоса выбирается с расчетом предупреждения достижения жидкостью статического уровня в скважине, при котором уже создается репрессия на пласт, после чего насос снова запускают в работу.

Преимуществами данного клапана являются:



- отсутствие необходимости подъема давления в НКТ на значительную величину для промывки насоса и фильтра
- работоспособность в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах

Кроме того, обратный клапан может также выполнять роль сливного клапана при необходимости опорожнения НКТ, что упрощает спуско-подъемные операции при ремонте скважины [40].

### **1.11 Скважинные фильтры, применяемые на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении.**

Контроль выноса песка из слабосцементированных пластов всегда был одной из наиболее критических проблем при заканчивании. Экономические соображения, такие как увеличение отбора невозобновляемых запасов нефти и поднимающиеся затраты ремонтных работ, переместила контроль песка в центральную позицию в управлении скважинами.

Принятие решения в использовании того или иного типа технологии контроля выноса песка, химической или механической, подразумевает балансирование между риском и экономическими факторами. Многие годы опыта указывают, что важно установить контроль над выносом песка прежде, чем отложения коллектора станут серьезно воздействовать на добычу выносом песка. Управлять выносом песка становится тяжелее по мере увеличения объема выносимого песка. Ремонтные работы часто ухудшают работу скважины. На сегодняшний день более эффективным считается контроль над выносом песка с начала эксплуатации скважины, чем ремонтные работы. Выявление тенденции определенной скважины к выносу песка — комплексная и трудная задача. Факторы, которые должны рассматриваться, включают глубину залегания и давление пласта, тип и фазовое состояние добываемого флюида, характеристики коллектора и дебит.

Скважинные фильтры являются составной частью оборудования заканчивания для контроля выноса песка. Надлежащий выбор скважинного фильтра - критическая часть успешного завершения скважины.

На Ванкорском месторождении большую часть добывающего фонда составляют **многоствольные горизонтальные скважины**. Заканчивание горизонтальных скважин связано с двумя проблемами, возникающими при добыче:

- ✓ Ранние прорывы газа или воды (конусообразование)
- ✓ Кольцевой поток который приводит к частичному закупориванию кольцевого пространства или эрозии (размыв) оборудования

#### **Пути решения этих проблем:**

- ✓ Стабилизация притока по всей длине горизонтального участка приведёт к ослаблению тенденций газо- и/или водо- конусообразования.
- ✓ Ликвидация кольцевого потока снизит тенденции к закупориванию, и следовательно приведёт к устранению участков повышенной эрозии оборудования заканчивания .

В связи с этим фильтр, который будет эффективен для горизонтальных скважин должен:

- останавливать широкий «ассортимент» размеров частиц.
- пропускать мелкие частицы
  - Предотвращать закупоривание с промывочной жидкостью
  - Увеличивать проницаемость фильтрата
- Проницаемость фильтра и фильтрата должна быть максимизирована
- Со 100 % содержанием частиц фильтрация не должна останавливаться и скорость должна контролироваться

На сегодняшний день на Ванкорском месторождении применяются следующие типы скважинных фильтров:

1. Equalizer производства Baker Hughes

2. ResFlow производства Schlumberger
3. DuraGrip производства Weatherford
4. ФС-114 производства ООО «Тяжпрессмаш» г.Рязань
5. ФСП-30 производства ООО «Спецпромсервис» г. Ижевск
6. ФСЭЛ-114 производства ЗАО «ОКБ Зенит»

Рассмотрим некоторые из них, отметим их особенности, достоинства и недостатки.

### **1. Фильтр Excluder 2000 фирмы Baker Hughes.**

EXCLUDER2000 представляет собой улучшенный скважинный противопесочный фильтр, основанный на апробированной и долговечной технологии задержания песка с помощью фильтра EXCLUDER, которая обеспечивает повышенную механическую прочность и целостность. EXCLUDER2000 использует уникальный производственный процесс, позволяющий отдельным компонентам действовать как единое целое, что создает значительно более надежный продукт. Улучшенная конструкция фильтра EXCLUDER2000 повысила ее доказанную способность работать в наиболее сложных условиях, включая горизонтальные скважины с необсаженным забоем, скважины с коротким радиусом и повторные входы в скважину. Фильтр обеспечивает дополнительную защиту для любых условий гравийной набивки или одновременного гидроразрыва с установкой гравийного фильтра.

#### **Характеристики/преимущества фильтра:**

- EXCLUDER2000 выпускается в различных исполнениях по микронным классам и материалам сплава для оптимизации рабочих характеристик в широких пределах, в зависимости от условий в скважине.
- Отверстия фильтра внутренней рубашки Bakerweld имеют размеры немного больше, чем у направленной тканевой мембраны. Они позволяют

контролировать твердые частицы вторичных пород и действуют как плоский фильтр с превосходным профилированием потока благодаря геометрии волокон.

- Направленная мембрана обеспечивает увеличенную площадь притока, сводя к минимуму проблемы, связанные с высокой скоростью притока. Равномерные отверстия (ткани) обеспечивают строгий размерный контроль в процессе эксплуатации и дают большую точность при выборе правильного размера пор ткани в зависимости от диаметра твердых частиц породы.
- Направленный кожух можно располагать, не беспокоясь о целостности уже установленного фильтра. В ходе эксплуатации данная конструкция, прошедшая испытания в полевых условиях, также обеспечивает регулирование потока, что увеличивает долговечность фильтров, сводя к минимуму эффект эрозии от сминающего действия материала пласта.

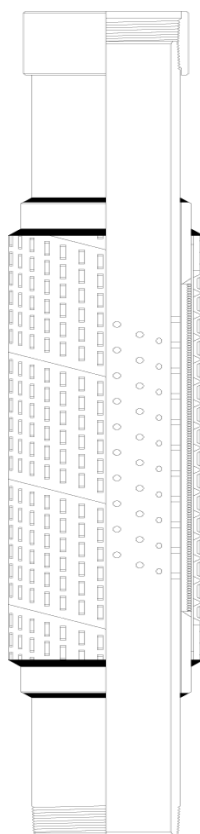


Рис. 1.18 - Фильтр Excluder 2000 фирмы Baker Hughes

## **2. Фильтр скважинный Dura Grip фирмы Weatherford.**

Фильтры Dura Grip – технологически продвинутая версия фильтра на основе трубы. Эти фильтры изготовлены из прецизионно формованных профилей проволоки, которые наматываются и свариваются с продольными прутками в каждой точке соприкосновения. Простирающиеся внутри каналы предотвращают засорение и позволяют самоочистку, и свободный поток флюидов. Непрерывная щель обеспечивает максимально открытую площадь для уменьшения входной скорости и улучшает гидравлическую эффективность.

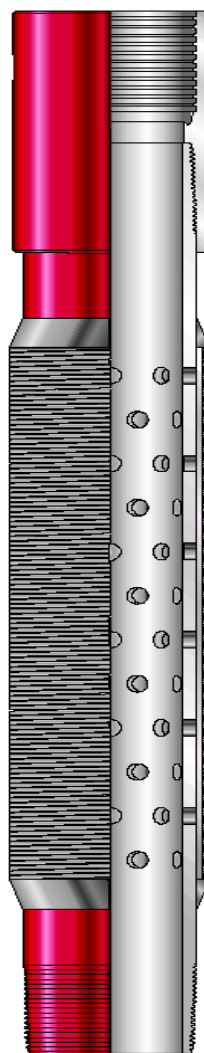


Рис. 1.19 - Фильтр скважинный Dura Grip фирмы Weatherford

**Свойства:**

- Патентованный производственный процесс.
- Возможность изготовления из нержавеющей сталей и никелевых сплавов.
- V- образная проволока.
- Доступный в версии для тяжелых скважинных условий с большим сопротивлением эрозии

#### **Преимущества:**

- Меньший наружный диаметр чем у обычных фильтров.
- Улучшенное сопротивление к растяжению и смятию.

#### **Применение:**

- Гравийная набивка в обсаженных и открытых стволах при уменьшенных подачах насоса и давлениях.
- Заканчивание скважин представленных однородными пластами.
- Термальные скважины / закачка пара.
- Любое применение, требующее наименьшей потери давления на фильтре.

### **3. Скважинные фильтры ФСЭЛ производства ЗАО «ОКБ Зенит».**

Скважинные фильтры предназначены для очистки от песка и других механических примесей жидкостей и газов. Фильтры устанавливаются в составе обсадной эксплуатационной колонны в области продуктивного пласта нефтегазодобывающих скважин.

Фильтр ФСЭЛ (фильтр сетчатый экран листовой) состоит из обсадной трубы с отверстиями, равномерно расположенными в зоне фильтрующей части и заглушенными срезаемыми пробками, каждое из которых смещено на 15 градусов относительно предыдущего. Концентрично трубе последовательно размещены: внутренняя дренажная сетка, фильтрующая сетка, наружная дренажная сетка и защитный перфорированный экран. Основным отличием ФСЭП (фильтр сетчатый экран просечной) от ФСЭЛ

является то, что экран выполнен из просечно-вытяжного металлического листа.

Длина фильтрующей части, диаметр фильтра, его скважинность и размер ячейки фильтрующей сетки определяется «Заказчиком» в зависимости от предполагаемого дебита скважины и состава нефтеносного пласта.

Условия эксплуатации: температура среды 220 – 500К; глубина скважины до 3500м; рабочая среда – пластовая вода, нефть и другие скважинные флюиды, газ с содержанием механических примесей.

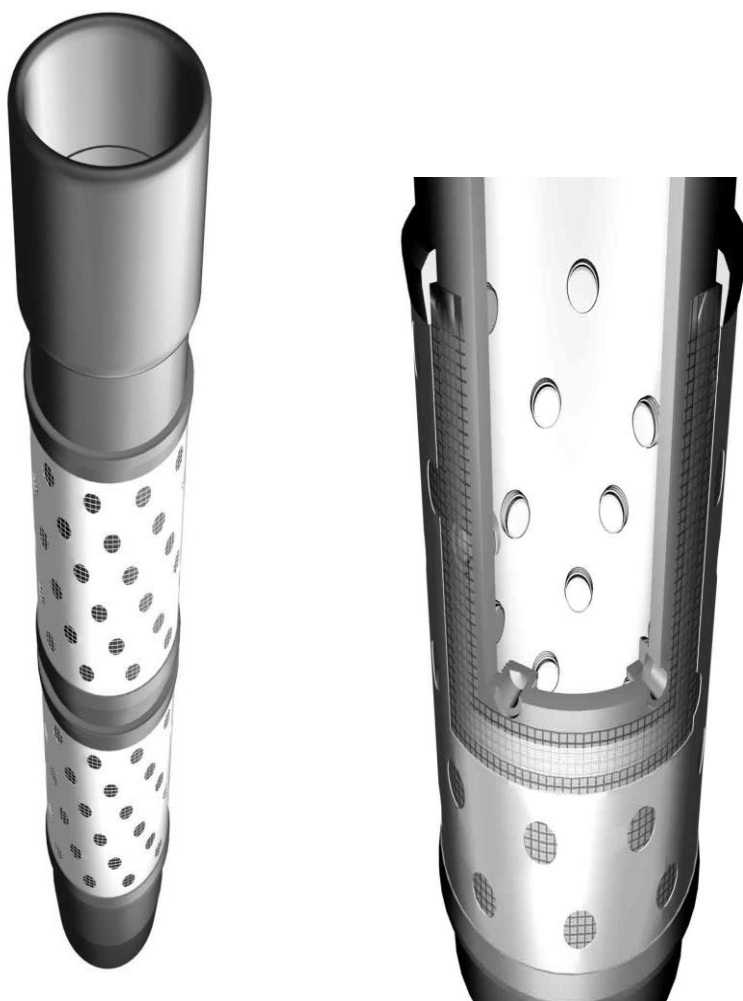


Рис. 1.20 - Фильтр ФСЭЛ производства ЗАО «ОКБ Зенит»

### **Выводы:**

1. Основные месторождения нефти, газа и конденсата в России и США сложены обломочными породами (терригенными коллекторами).

2. Анализ работы подземного оборудования показал, что одной из основных причин отказов глубинно-насосного оборудования является высокое содержание мехпримесей в добываемой нефти.

3. Методы снижения негативного влияния мехпримесей на работу насосного оборудования наиболее эффективны: при предотвращении попадания мехпримесей на забой скважины; при защите приема насоса от мехпримесей; при использовании износостойкого оборудования.

Анализ научно-исследовательских работ показывает высокую значимость и актуальность проблемы загрязнения внутрискважинного оборудования. В настоящее время много работ направлены на изучение и решение данной проблемы, в данной главе проведен анализ нескольких работ, посвященных данной проблеме. Отмечена новизна предлагаемых решений. Очистка погружного оборудования, увеличения работы на отказ, спускаемого в скважину оборудования, было актуально как 10 лет назад, так и сегодня.



## ГЛАВА 2. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Гидравлический расчет промывки забойных песчаных пробок.

Проведем гидравлический расчет промывки забойной песчаной пробки, для чего определим давление на выкиде насоса, необходимую мощность двигателя, давление на забое скважины, время на промывку пробки и разрушающее действие струи. Сравним прямую и обратную промывку водой [41,42].

Исходные данные: глубина скважины  $H = 1000$  м ; диаметр эксплуатационной колонны  $D = 141$  мм; диаметр промывочных труб  $d = 73$  мм ; максимальный размер песчинок, составляющих пробку,  $\infty = 0,9$  мм ; песчаная пробка находится в эксплуатационной колонне выше фильтра. Промывка ведется промывочным агрегатом АЗИНМАШ-35, эксплуатационная характеристика которого приведена в таблице.

Таблица 2.1 - Техническая характеристика агрегата АЗИНМАШ  
(максимальная мощность двигателя 110 кВт)

Включенная скорость	Номинальная частота вращения двигателя, об/мин	Число двойных ходов плунжера в минуту	Подача насоса, л/с	Давление на выкиде, МПа
I	2500	39,7	3,16	16,0
II	2500	58,0	4,61	11,0
III	2500	88,2	7,01	7,2
IV	2500	134,0	10,15	4,3

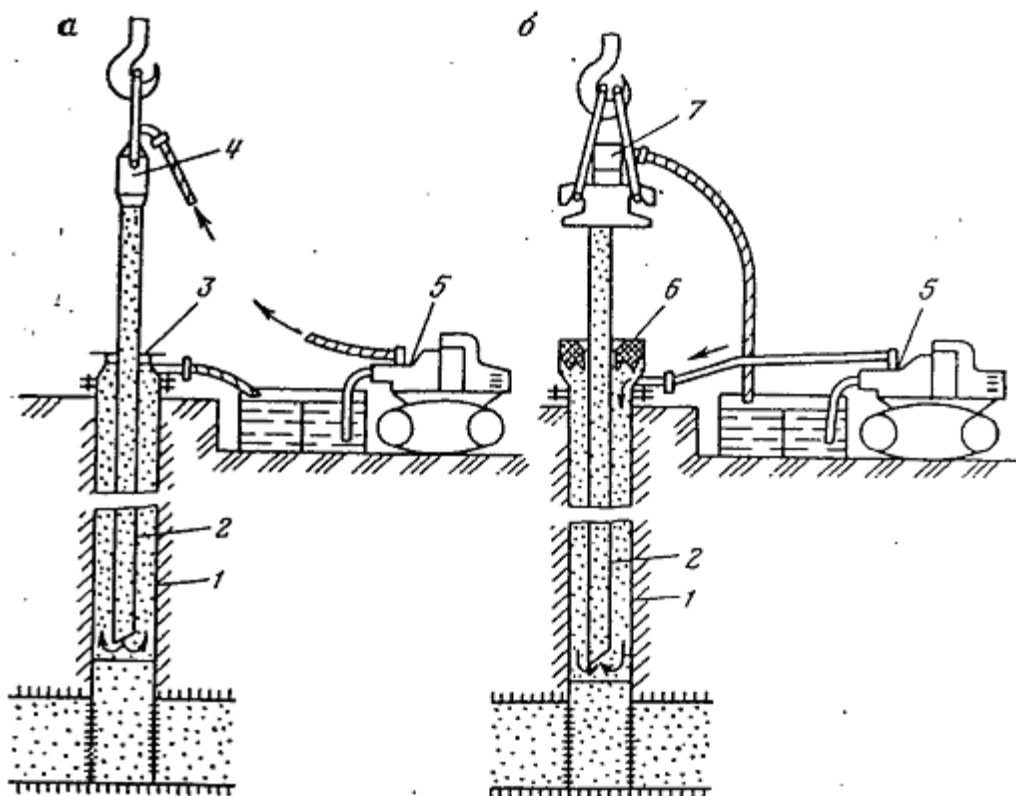


Рисунок 2.1 - Схема прямой (а) и обратной (б) промывок скважин

1 – колонна; 2 – НКТ; 3 – устьевой тройник; 4 – промывочный вертлюг; 5 – промывочный насосный агрегат; 6 – устьевой сальник; 7 – переводник со шлангом

### 1. Прямая промывка водой.

Потери давления на гидравлические сопротивления при движении жидкости в 73-мм трубах определяются по формуле :

$$h_1 = \lambda \frac{H}{d_b} \frac{v_n^2}{2g}, \text{ м вод.ст.}, \quad (2.1)$$

Где  $\lambda$  - коэффициент трения при движении воды в трубах;

$d_b$  - внутренний диаметр промывочных труб, м;

$v_n$  - скорость нисходящего потока жидкости, м/с.

$\lambda = 0.035$  из таблицы 2.2

Таблица 2.2 - Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  для воды

Диаметр труб, мм	48	60	73	89	114
Значение $\lambda$	0,04	0,037	0,035	0,034	0,032

$$d_b = 0,059 \text{ м}; v_{н1} = 1,046 \text{ м/с}; v_{н2} = 1,53 \text{ м/с}; v_{н3} = 2,32 \text{ м/с}; v_{н4} = 3,36 \text{ м/с}$$

Скорости найдены методом интерполирования для расходов жидкости (при I, II, III и IV скоростях), равных 3,16; 4,61; 7,01 и 10,15 л/с.

$$h_{II} = 0.035 * \frac{1000}{0.059} \frac{1.046^2}{2 * 9.81} = 33.086 \text{ м}$$

$$h_{III} = 0.035 * \frac{1000}{0.059} \frac{1.53^2}{2 * 9.81} = 70.79 \text{ м}$$

$$h_{III} = 0.035 * \frac{1000}{0.059} \frac{2.32^2}{2 * 9.81} = 162.6 \text{ м}$$

$$h_{IV} = 0.035 * \frac{1000}{0.059} \frac{3.36^2}{2 * 9.81} = 341.397 \text{ м}$$

Таблица 2.3 - Скорость нисходящего потока жидкости в промывочных трубах ( $v_n$ , см/с)

Расход жидкости, л/с	Диаметр труб, мм			
	60	73	89	114
1	49,5	33,1	22,0	12,6
2	99,0	66,2	44,0	25,2
3	148,5	99,3	66,0	37,8
4	198,0	132,4	88,0	50,4
5	247,5	165,5	110,0	66,0
6	297,5	198,6	132,0	75,6
7	346,5	231,7	154,0	88,2
8	396,5	264,8	176,0	100,8
10	495,5	331,0	220,0	126,0
15	742,5	496,6	330,0	189,0

Потери давления на гидравлические сопротивления при движении смеси жидкости с песком в кольцевом пространстве скважины определяются по формуле:

$$h_2 = \varphi \lambda \frac{H}{D-d} \frac{v_B^2}{2g}, \text{ м вод.ст.}, \quad (2.2)$$

Здесь  $\varphi$  - коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь давления в результате содержания песка в жидкости. Величина колеблется от 1,1 до 1,2, принимаем 1,1;  $\lambda$  - коэффициент трения при движении воды в кольцевом пространстве, определяется по разности диаметров 141-мм и 73-мм труб  $125-73=52\text{мм}$ ;  $\lambda = 0.035$ ,  $d = 0.073$  мм - наружный диаметр промывочных труб;  $v_B$  - скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, м/с (находят путем интерполирования) [42].

Таблица 2.4 - Скорость движения жидкости в кольцевом пространстве

Расход жидкости л/с	Диаметр эксплуатационной колонны, мм						
	114		141		168		
	Диаметр насосно-компрессорных труб						
	60	73	60	73	60	73	89
3	59,0	79,8	30	34,5	20,2	22,2	26,2
4	78,8	106,4	40	46,0	27,0	29,6	34,9
5	98,4	133,0	50	57,5	33,8	37,0	43,6
6	118,0	159,6	60	69,0	40,5	44,5	52,3
7	137,8	186,2	70	80,5	47,3	51,8	61,1
8	157,6	212,8	80	92,0	54,0	59,2	69,8
10	197,0	266,0	100	115,0	67,5	74,0	87,2
15	295,0	399,0	150	172,5	101,0	111,0	131,0

$$h_{2I} = 1.1 * 0.035 * \frac{1000}{0.125 - 0.073} \frac{0.363^2}{2 * 9.81} = 5.285 \text{ м}$$

$$h_{2II} = 1.1 * 0.035 * \frac{1000}{0.125 - 0.073} \frac{0.53^2}{2 * 9.81} = 11.248 \text{ м}$$

$$h_{2III} = 1.1 * 0.035 * \frac{1000}{0.125 - 0.073} \frac{0.806^2}{2 * 9.81} = 26.007 \text{ м}$$

$$h_{2IV} = 1.1 * 0.035 * \frac{1000}{0.125 - 0.073} \frac{1.167^2}{2 * 9.81} = 54.524 \text{ м}$$

Потери напора на уравнивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и в кольцевом пространстве определяется по формуле К.А. Апресова (2.3):

$$h_3 = \frac{(1-m)Fl}{f} \left| \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}}} \left( 1 - \frac{v_{\text{кр}}}{v_{\text{в}}} \right) - 1 \right|, \text{ м вод.ст.}, \quad (2.3)$$

где  $m$ -пористость песчаной пробки;

$F$  - площадь сечения эксплуатационной колонны;

$l$  - высота пробки, промытой за один прием, м (длина двухтрубного колена);

$f$  - площадь сечения кольцевого пространства скважины, см<sup>2</sup>;

$\rho_{\text{п}}$  - плотность песка кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{ж}}$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$v_{\text{кр}}$  - скорость свободного падения песчинок, см/с (критическая скорость), определяется по табл 2.5.

Таблица 2.5 - Критическая скорость падения песчинок

Максимальный размер зерен, мм	Скорость свободного падения, см/с	Максимальный размер зерен, мм	Скорость свободного падения, см/с	Максимальный размер зерен, мм	Скорость свободного падения, см/с
0,01	0,01	0,17	2,14	0,45	4,90
0,03	0,07	0,19	2,39	0,50	5,35
0,05	0,19	0,21	2,60	0,60	6,25
0,07	0,36	0,23	2,80	0,70	7,07
0,09	0,60	0,25	3,00	0,80	7,89
0,11	0,90	0,30	3,50	0,90	8,70
0,13	1,26	0,35	3,97	1,00	9,50
0,15	1,67	0,40	4,44	1,20	11,02

$v_{\text{в}}$  - скорость восходящего потока жидкости, м/с

В нашей задаче эти величины равны:

$m = 0.37$ ;  $F = 0.0123 \text{ м}^2$ ;  $l = 12 \text{ м}$ ;  $f = 0.0088 \text{ м}^2$ ;  $\rho_{\text{п}} = 2600 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{\text{ж}} = 1010 \text{ кг/м}^3$ ;  $v_{\text{кр}} = 0.087 \text{ м/с}$

$$h_{3I} = \frac{(1 - 0.37)0.0123 * 12}{0.0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{0.363} \right) - 1 \right] = 10.042 \text{ м}$$

$$h_{3II} = \frac{(1 - 0.37)0.0123 * 12}{0.0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{0.53} \right) - 1 \right] = 12.074 \text{ м}$$

$$h_{3III} = \frac{(1 - 0.37)0.0123 * 12}{0.0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{0.806} \right) - 1 \right] = 13.590 \text{ м}$$

$$h_{3IV} = \frac{(1 - 0.37)0.0123 * 12}{0.0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{1.167} \right) - 1 \right] = 14.491 \text{ м}$$

Потери давления на гидравлические сопротивления в шланге и вертлюге, при движении воды определяется по опытным данным, приведенным в табл. 2.6.

Таблица 2.6 - Гидравлические потери напора в шланге и вертлюге

Расход воды, л/с	Потери напора, м вод.ст.	Расход воды, л/с	Потери напора, м вод.ст.
3	4	7	22
4	8	8	29
5	12	9	36
6	17	10	50

Потери давления на гидравлические сопротивления в 60-мм нагнетательной линии от насоса до шланга. Принимаем длину этой линии  $l = 40$  м. По формуле (2.1) получим  $h$  при работе агрегата.

$$h_{II} = 0.035 * \frac{40}{0.0592} \frac{1.046^2}{9.81} = 1.32 \text{ м}$$

$$h_{III} = 0.035 * \frac{40}{0.0592} \frac{1.53^2}{9.81} = 2.83 \text{ м}$$

$$h_{IV} = 0.035 * \frac{40}{0.0592} \frac{2.32^2}{9.81} = 6.51 \text{ м}$$

$$h_{IV} = 0.035 * \frac{40}{0.059} \frac{3.36^2}{2 * 9.81} = 13.65 \text{ м}$$

Давление на выкиде насоса определяется суммой потерь, то есть :

$$p_H = \frac{1}{10^6} \rho_{ж} g (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5), \text{МПа} \quad (2.4)$$

$$p_{H1} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (33.086 + 5.285 + 10.042 + 4.7 + 1.32) = 0.534, \text{МПа}$$

$$p_{H2} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (70.79 + 11.248 + 12.074 + 10.4 + 2.83) = 1.053, \text{МПа}$$

$$p_{H3} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (162.76 + 26.007 + 13.590 + 22 + 6.5) = 2.265, \text{МПа}$$

$$p_{H4} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (341.4 + 54.5 + 14.49 + 31 + 13.65) = 4.64, \text{МПа}$$

Давление на забое скважины:

$$p_3 = \frac{1}{10^6} \rho_{ж} g (H + h_2 + h_3), \text{МПа} \quad (2.5)$$

$$p_{3I} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (1000 + 5.285 + 10.042) = 9.96, \text{МПа}$$

$$p_{3II} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (1000 + 11.248 + 12.074) = 10.04, \text{МПа}$$

$$p_{3III} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (1000 + 26.007 + 13.590) = 10.2, \text{МПа}$$

$$p_{3IV} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (1000 + 54.524 + 14.491) = 10.49, \text{МПа}$$

Мощность, необходимая для промывки песчаной пробки, определяется по формуле:

$$N = \frac{p_H Q}{10^3 * \eta_a}, \text{кВт} \quad (2.6)$$

где  $\eta_a = 0,65$ - общий механический к.п.д. агрегата.

$$N_I = \frac{0.534 * 3.16 * 1000000}{10^3 * 0.65 * 1000} = 2.6, \text{ кВт}$$

$$N_{II} = \frac{1.053 * 4.61 * 1000000}{10^3 * 0.65 * 1000} = 7.5, \text{ кВт}$$

$$N_{III} = \frac{2.265 * 7.01 * 1000000}{10^3 * 0.65 * 1000} = 24.4, \text{ кВт}$$

$$N_{IV} = \frac{4.64 * 10.15 * 1000000}{10^3 * 0.65 * 1000} = 69.7, \text{ кВт}$$

Агрегат АЗИНМАШ-35 имеет максимальную мощность двигателя 110 кВт. Коэффициент использования максимальной мощности промывочного агрегата К определяется из соотношения [41]:

$$K = \frac{N}{N_{\max}} 100 \% \quad (2.7)$$

$$K_I = \frac{2.6}{110} 100\% = 2.36 \%$$

$$K_{II} = \frac{7.5}{110} 100\% = 6.8 \%$$

$$K_{III} = \frac{24.4}{110} 100\% = 22.2 \%$$

$$K_{IV} = \frac{69.7}{110} 100\% = 63.4 \%$$

Скорость подъема размытого песка  $v_{\Pi}$  определяется как разность скоростей :

$$v_{\Pi} = v_B - v_{кр} \quad (2.8)$$

$$v_{\Pi I} = 0.363 - 0.087 = 0.28 \text{ м/с}$$

$$v_{\Pi II} = 0.53 - 0.087 = 0.44 \text{ м/с}$$

$$v_{\Pi III} = 0.806 - 0.087 = 0.72 \text{ м/с}$$



$$v_{\text{IV}} = 1.167 - 0.087 = 1.08 \text{ м/с}$$

Продолжительность подъема размытой пробки после промывки ее каждым коленом до появления чистой воды определяется по формуле:

$$t = \frac{H}{v_{\text{п}}} \quad (2.9)$$

$$t_{\text{I}} = \frac{1000}{0.28} = 3617.95 \text{ с} = 1 \text{ ч}$$

$$t_{\text{II}} = \frac{1000}{0.44} = 2256.57 \text{ с} = 0.63 \text{ ч}$$

$$t_{\text{III}} = \frac{1000}{0.72} = 1390.53 \text{ с} = 0.39 \text{ ч}$$

$$t_{\text{IV}} = \frac{1000}{1.08} = 925.7 \text{ с} = 0.26 \text{ ч}$$

Размывающая сила струи жидкости. Силу удара струи промывочной жидкости можно определить по следующей формуле, в которую вместо  $f$  подставляют  $f_{\mu} = 27.3 \text{ см}^2$  - площадь внутреннего сечения 73-мм труб.

$$P = 2 * 10^2 * \frac{Q^2}{f_{\mu} * F}, \text{ кПа} \quad (2.10)$$

$$P_{\text{I}} = 2 * 10^2 * \frac{3.16^2}{27.3 * 123} = 0.59, \text{ кПа}$$

$$P_{\text{II}} = 2 * 10^2 * \frac{4.61^2}{27.3 * 123} = 1.27, \text{ кПа}$$

$$P_{\text{III}} = 2 * 10^2 * \frac{7.01^2}{27.3 * 123} = 2.93, \text{ кПа}$$

$$P_{\text{IV}} = 2 * 10^2 * \frac{10.15^2}{27.3 * 123} = 6.14, \text{ кПа}$$

**Обратная промывка водой.**

Потери напора на гидравлические сопротивления при движении жидкости в кольцевом пространстве между 141-мм и 73-мм трубами определяются по формуле:

$$h = \lambda \frac{H}{D-d_H} \frac{v_H^2}{2g}, \text{ м вод.ст.}, \quad (2.11)$$

$$h_{2I} = 0.035 * \frac{1000}{0.123 - 0.059} \frac{0.363^2}{2 * 9.81} = 4.53 \text{ м}$$

$$h_{2II} = 0.035 * \frac{1000}{0.123 - 0.059} \frac{0.53^2}{2 * 9.81} = 9.64 \text{ м}$$

$$h_{2III} = 0.035 * \frac{1000}{0.123 - 0.059} \frac{0.806^2}{2 * 9.81} = 22.29 \text{ м}$$

$$h_{2IV} = 0.035 * \frac{1000}{0.123 - 0.059} \frac{1.167^2}{2 * 9.81} = 46.74 \text{ м}$$

Потери напора на гидравлические сопротивления при движении смеси жидкости с песком в 73-мм трубах определяются по формуле (2.12):

$$h = \varphi \lambda \frac{H}{d_B} \frac{v_B^2}{2g}, \text{ м вод.ст.}, \quad (2.12)$$

где скорость  $v_B$  - скорость восходящего потока равна  $v_H$  при прямой промывке.

$$h_{1I} = 1.1 * 0.035 \frac{1000}{0.059} \frac{1.046^2}{2 * 9.81} = 36.39 \text{ м}$$

$$h_{1II} = 1.1 * 0.035 \frac{1000}{0.059} \frac{1.53^2}{2 * 9.81} = 77.86 \text{ м}$$

$$h_{1III} = 1.1 * 0.035 \frac{1000}{0.059} \frac{2.32^2}{2 * 9.81} = 179 \text{ м}$$

$$h_{1IV} = 1.1 * 0.035 \frac{1000}{0.059} \frac{3.36^2}{2 * 9.81} = 375.48 \text{ м}$$

Потери напора на уравнивание разности плотностей жидкостей в промывочных трубах и кольцевом пространстве определяются по формуле (2.3), в которую вместо  $f$  подставляют  $f_{\mu} = 27.3 \text{ см}^2$  - площадь внутреннего сечения 73-мм труб.

$$h_3 = \frac{(1-m)Fl}{f_{\mu}} \left| \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_{\text{ж}}} \left( 1 - \frac{v_{\text{кр}}}{v_B} \right) - 1 \right|, \text{ м вод.ст}$$

$$h_{3I} = \frac{(1 - 0.37)0.0123 * 12}{0.00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{1.046} \right) - 1 \right] = 46.2 \text{ м}$$

$$h_{3II} = \frac{(1 - 0.37)0.0123 * 12}{0.00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{1.53} \right) - 1 \right] = 48.5 \text{ м}$$

$$h_{3III} = \frac{(1 - 0.37)0.0123 * 12}{0.00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{2.32} \right) - 1 \right] = 50.2 \text{ м}$$

$$h_{3IV} = \frac{(1 - 0.37)0.0123 * 12}{0.00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{3.36} \right) - 1 \right] = 51.2 \text{ м}$$

Гидравлические потери давления в шланге и вертлюге при обратной промывке обычно отсутствуют или ничтожно малы. Примем их за 0,005м; 0,017м; 0,022м и 0,034м соответственно при I II III и IV скоростях промывки.

Потери давления на гидравлические сопротивления в 60-мм нагнетательной линии от насоса до шланга. Принимаем длину этой линии  $l_H$  □ 40 . По формуле (2.1) получим  $h$  при работе агрегата.

$$h_1 = \lambda \frac{H}{d_B} \frac{v_H^2}{2g}, \text{ м вод.ст},$$

$$h_{1I} = 0.035 * \frac{40}{0.0592} \frac{0.363^2}{2 * 9.81} = 0.16 \text{ м}$$

$$h_{1III} = 0.035 * \frac{40}{0.0592} \frac{0.53^2}{2 * 9.81} = 0.34 \text{ м}$$

$$h_{III} = 0.035 * \frac{40}{0.059} \frac{0.806^2}{2 * 9.81} = 0.79 \text{ м}$$

$$h_{IV} = 0.035 * \frac{40}{0.059} \frac{1.167^2}{2 * 9.81} = 1.65 \text{ м}$$

Давление на выкиде насоса определяется суммой потерь, то есть (2.4):

$$p_H = \frac{1}{10^6} \rho_{ж} g (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5), \text{ МПа}$$

$$p_{H1} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (4.53 + 36.39 + 46.2 + 0.005 + 0.16) = 0.86, \text{ МПа}$$

$$p_{H2} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (9.64 + 77.86 + 48.5 + 0.017 + 0.34) = 1.35, \text{ МПа}$$

$$p_{H3} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (22.29 + 179 + 50.2 + 0.022 + 0.79) = 2.5, \text{ МПа}$$

$$p_{H4} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (46.74 + 375.48 + 51.2 + 0.034 + 1.65) = 4.71, \text{ МПа}$$

Давление на забое скважины (2.5):

$$p_3 = \frac{1}{10^6} \rho_{ж} g (H + h_2 + h_3), \text{ МПа}$$

$$p_{3I} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (1000 + 36.39 + 46.2) = 10.73, \text{ МПа}$$

$$p_{3II} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (1000 + 77.86 + 48.5) = 11.16, \text{ МПа}$$

$$p_{3III} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (1000 + 179 + 50.2) = 12.18, \text{ МПа}$$

$$p_{3IV} = \frac{1}{10^6} 1010 * 9.81 (1000 + 375.48 + 51.2) = 14.14, \text{ МПа}$$

Мощность, необходимая для промывки песчаной пробки, определяется по формуле (2.6):

$$N = \frac{p_H Q}{10^3 * \eta_a}, \text{ кВт}$$

где  $\eta_a = 0,65$  - общий механический к.п.д. агрегата.

$$N_I = \frac{0.86 * 3.16 * 1000000}{10^3 * 0.65 * 1000} = 4.2, \text{ кВт}$$

$$N_{II} = \frac{1.35 * 4.61 * 1000000}{10^3 * 0.65 * 1000} = 9.6, \text{ кВт}$$

$$N_{III} = \frac{2.5 * 7.01 * 1000000}{10^3 * 0.65 * 1000} = 27, \text{ кВт}$$

$$N_{IV} = \frac{4.71 * 10.15 * 1000000}{10^3 * 0.65 * 1000} = 73.5, \text{ кВт}$$

Агрегат АЗИНМАШ-35 имеет максимальную мощность двигателя 110 кВт. Коэффициент использования максимальной мощности промывочного агрегата К определяется из соотношения (2.7):

$$K = \frac{N}{N_{\max}} 100\%$$

$$K_I = \frac{4.2}{110} 100\% = 3.82 \%$$

$$K_{II} = \frac{9.6}{110} 100\% = 8.71 \%$$

$$K_{III} = \frac{27}{110} 100\% = 24.5 \%$$

$$K_{IV} = \frac{73.5}{110} 100\% = 66.83 \%$$

Скорость подъема размытого песка  $v_{\Pi}$  определяется как разность скоростей (2.8):

$$v_{\Pi} = v_B - v_{кр}$$

$$v_{\Pi I} = 1.046 - 0.087 = 0.96 \text{ м/с}$$

$$v_{\text{нII}} = 1.53 - 0.087 = 1.44 \text{ м/с}$$

$$v_{\text{нIII}} = 2.32 - 0.087 = 2.23 \text{ м/с}$$

$$v_{\text{нIV}} = 3.36 - 0.087 = 3.27 \text{ м/с}$$

Продолжительность подъема размытой пробки после промывки ее каждым коленом до появления чистой воды определяется по формуле (2.9):

$$t = \frac{H}{v_{\text{н}}}, \text{ч}$$

$$t_{\text{I}} = \frac{1000}{0.96} = 1042,753 \text{ с} = 0.29 \text{ ч}$$

$$t_{\text{II}} = \frac{1000}{1.44} = 693,0007 \text{ с} = 0.19 \text{ ч}$$

$$t_{\text{III}} = \frac{1000}{2.23} = 447,828 \text{ с} = 0.12 \text{ ч}$$

$$t_{\text{IV}} = \frac{1000}{3.27} = 305,5301 \text{ с} = 0.08 \text{ ч}$$

Размывающая сила струи жидкости. Силу удара струи промывочной жидкости можно определить по следующей формуле (2.10):

$$P = 2 * 10^2 * \frac{Q^2}{f * F}, \text{кПа}$$

$$P_{\text{I}} = 2 * 10^2 * \frac{3.16^2}{88 * 123} = 0.18, \text{кПа}$$

$$P_{\text{II}} = 2 * 10^2 * \frac{4.61^2}{88 * 123} = 0.39, \text{кПа}$$

$$P_{\text{III}} = 2 * 10^2 * \frac{7.01^2}{88 * 123} = 0.91, \text{кПа}$$

$$P_{\text{IV}} = 2 * 10^2 * \frac{10.15^2}{88 * 123} = 1.9, \text{кПа}$$

**Анализ расчета промывок. Выводы.**

Проанализируем расчеты прямой и обратной гидравлической промывки песчаных пробок, для этого отобразим графически полученные результаты. На рисунке 2.2 приведена скорость подъёма размытого песка.

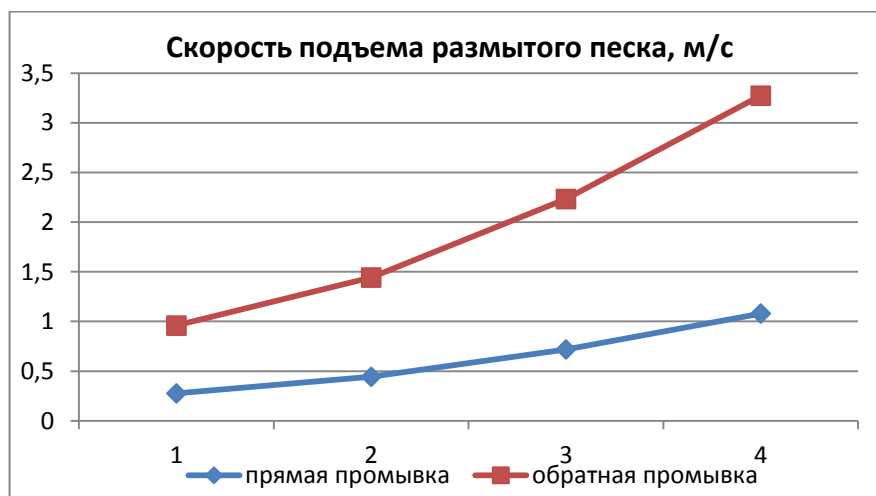


Рисунок 2.2 Графическая зависимость скорости подъема размытого песка при прямой и обратной промывке.

Из данного графика видно, что скорость подъёма размытого песка при обратной промывке превышает скорость подъёма размытого песка при прямой, связано это напрямую с диаметром обсадной колонны и промывочных труб. При промывке слабосцементированных пробок, целесообразно применять обратную промывку, так как в значительной мере сокращается время на проведение технологической операции.

На рисунке 2.3 представлена размывающая сила струи жидкости в кПа, также для прямой и обратной промывке.

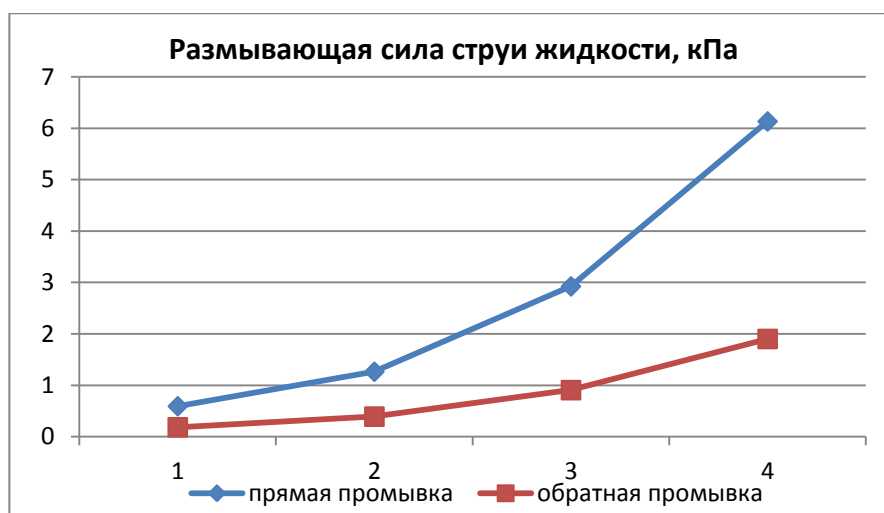


Рисунок 2.3 Графическая зависимость размывающей силы струи жидкости при прямой и обратной промывке.

Из данного графика видно следующее: размывающая сила струи жидкости при прямой промывке, значительно больше, чем при обратной, связано это также с разностью диаметров обсадной колонны и промывочных труб. В данном случае будет целесообразно применять прямую промывку для сильно сцементированных песчаных пробок, так как струя жидкости из трубы меньшего диаметра более целенаправленно действует на объект.

На рисунке 2.4 представлена продолжительность подъема размытого песка при прямой и обратной промывке.

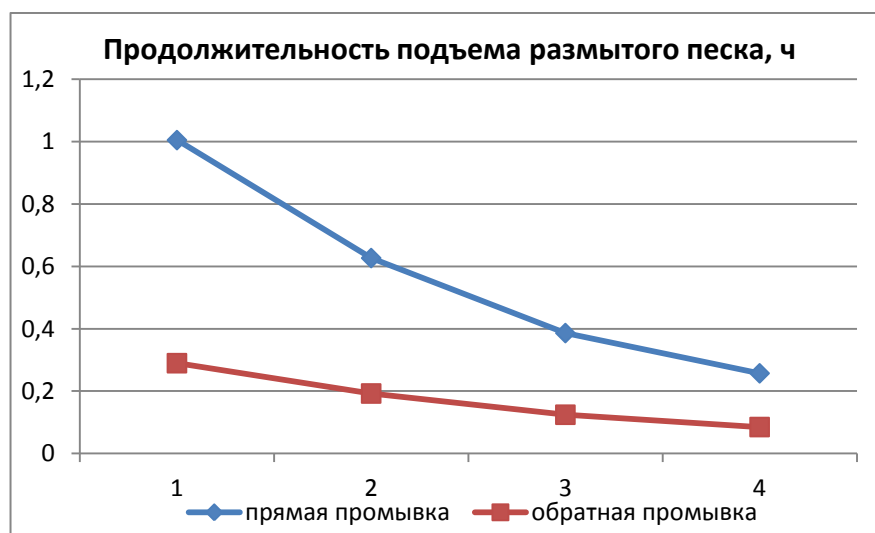


Рисунок 2.4 Графическая зависимость продолжительности подъема размытого песка при прямой и обратной промывке.



Из рисунка 2.4 видно, что продолжительность подъема размытого песка при прямой промывке дольше, чем при обратной. Следовательно, если песчаная пробка слабосцементированная, то целесообразно производить обратную промывку в скважине.

Скорость и эффективность промывки зависят от качества промывочной жидкости, выбранного способа промывки, диаметра эксплуатационной колонны и промывочных труб, характера самой пробки и т. д. Расчетные данные, полученные при прямой и обратной промывках, отображены на графиках.

Так же, обратная промывка требует более высокого давления на выкиде насоса, создает большее давление на забое, ускоряет вынос размытой песчаной пробки.

## **2.2 Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с электромагнитным приводом.**

В нашей стране примерно 80% скважин эксплуатируются насосными установками. Средняя наработка глубинных насосов в России составляет 150 - 350 суток, т. е. в 5-10 раз ниже проектного ресурса, что обусловлено снижением качества фильтрации перекачиваемой смеси. Поэтому, наряду с выбором способа освоения и эксплуатации скважин с позиции повышения эффективности нефтегазовых месторождений важное место также занимают конструктивные особенности фильтров и возможность их очистки без проведения СПО.

При эксплуатации скважин, оборудованных фильтрами, снижение производительности и выход из строя происходят в основном по двум причинам: пескование скважин; повышение входных сопротивлений в фильтрах под влиянием механического, гидрохимического и биологического кольматажа. Если в первом случае существуют множество эффективных решений, например способ прокачки эрлифтом [43], как наиболее быстрый и сохраняющий целостность фильтра независимо от его материала, то

применяемые меры по устранению кольматажа не имеют длительного эффекта. Опыты и наблюдения, проводимые на различных нефтегазовых сооружениях, позволили сделать заключение, что ни один из способов восстановления производительности (химический, гидромеханический или комбинированный) не возвращают скважинам их первоначальных дебитов в процессе эксплуатации, а носят временный характер [44]. В связи с этим актуально применение такой системы, при которой частые остановки работы скважины совмещаются с постоянным циклическим чередованием гидромеханических и химических способов очистки. Возможное решение проблемы организации постоянной циклической работы очистного оборудования связано с автоматизацией его работы без проведения спускоподъемных операций.

Система автоматической очистки скважины с применением обратного клапана с электромагнитным приводом представлена на рис. 2.5, где блок центробежных секционных насосов, подключенных к микропроцессору обеспечивает закачку очистного состава в скважину. Связь наземных насосов с устьем скважины осуществляется посредством задвижки с электроприводом, которая также имеет подключение к микропроцессору, координирующему действие всей системы.

Процесс регулирования приведен на рис. 2.6. Микропроцессор выдает команды на устьевой регулируемый штуцер для его открытия и на погружной центробежный насос для его включения. Микропроцессор в ходе работы насоса ведет сравнение его текущей производительности с номинальной, фиксация которой осуществляется датчиком. При изменении текущего значения в меньшую сторону насос выключается, так как микропроцессор интерпретирует это как загрязнение фильтра. При этом микропроцессор фиксирует количество отключений насосного оборудования, приравнивая единице каждое четвертое измерение. В зависимости от того, чему равно число отключений насоса на момент сравнения, микропроцессор

принимает решение либо сколько раз необходимо включить и выключить центробежный насос перед подачей очистного состава по насосно-компрессорной трубе к клапану, либо сразу начать подачу очистного состава. В ходе очистки датчик фиксирует подачу промывочной смеси и сравнивает ее с номинальным значением, соответствующим очищенному фильтру. При восстановлении подачи погружной насос вновь включается и цикл повторяется.

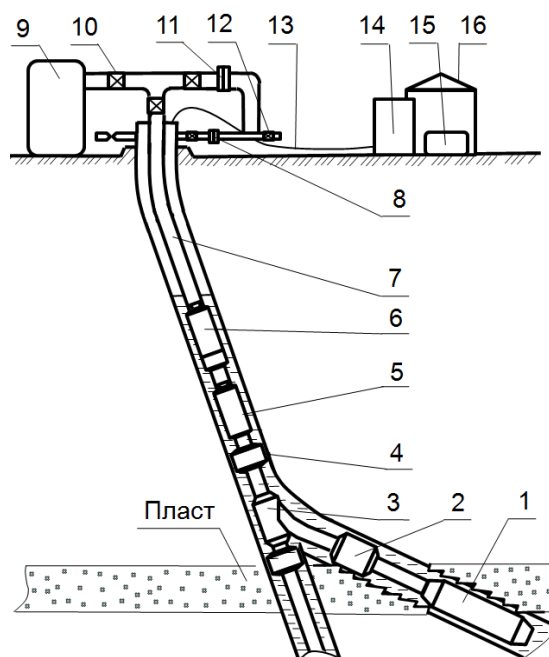


Рис. 2.5 - Система автоматической очистки скважины с применением обратного клапана с электромагнитом приводом:

1 – фильтр; 2 – затрубный пакер с датчиком расхода; 3 – опора подвески хвостовика; 4 – пакер подвеса хвостовика; 5 – электродвигатель с гидрозащитой; 6 – насос; 7 – колонна насосно-компрессорных труб; 8 – обратный клапан; 9 – блок наземных центробежных насосов; 10 – задвижка с электроприводом; 11 – регулируемый штуцер; 12 – выкидная линия; 13 – силовой токопроводящий кабель; 14 – силовой трансформатор; 15 – микропроцессорное устройство; 16 – СУ.

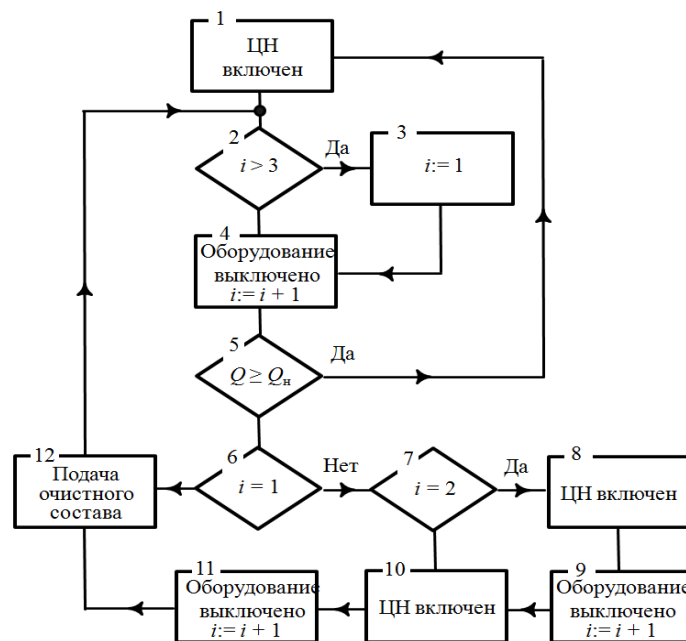


Рис. 2.6 - Алгоритм автоматического регулирования трехрежимного клапана:

$1 - 12$  – порядковые номера, соответствующие очередности выполнения технологических операций;  $i$  – текущее значение числа отключений погружного насоса;  $Q$  – текущая производительность;  $Q_n$  – номинальная производительность.

Устройство, реализующее обратное открывание клапана с помощью электромагнита (рис 2.7) , по сравнению с описанным выше аналогом [37], имеет меньшие гидравлические сопротивления.

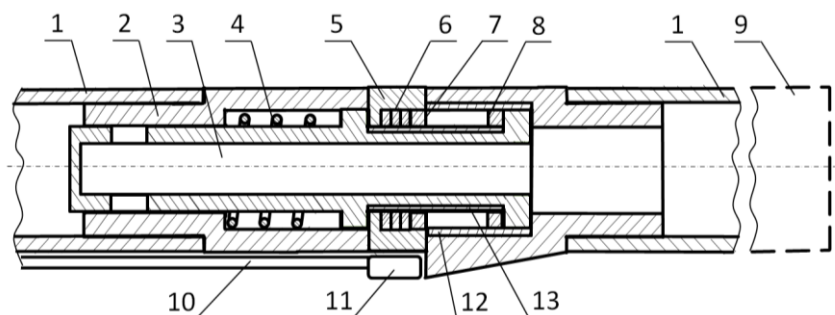


Рис. 2.7 - Обратный клапан электроцентробежной установки с электромагнитом:

$1$  – насосно-компрессорная труба;  $2$  – корпус клапана;  $3$  – золотник;  $4$  – возвратная пружина;  $5$  – корпус электромагнита;  $6$  – катушка электромагнита;  $7$  – полюс электромагнита;  $8$  – ответное ферромагнитное кольцо;  $9$  – фильтр;  $10$  – кабель;  $11$  – коробка контактных зажимов;  $12, 13$  – внутренняя и внешняя диэлектрические трубки.

В режиме работы погружного центробежного насоса золотник  $3$

силами гидравлического давления перемещается влево, сжимая пружину 4, тем самым открывая доступ свободному потоку жидкости через отверстия в золотнике 3. При отключении насоса золотник 3 возвращается в исходное положение, закрывая переток жидкости. В режиме промывки, при подаче напряжения на катушку электромагнита 6, золотник клапана 3 вновь перемещается влево, но уже за счет электромагнитных сил между полюсом 7 и кольцом 8. Недостаток конструкции обратного клапана с использованием электромагнита (рис. 2.7) связан с отсутствием защиты от загрязнений контактов между ферромагнитным кольцом 8 и полюсом 7. Данная проблема может быть решена если корпус самого клапана выполнить в исполнении с защищающим от АСПО и коррозии покрытием, хорошо себя зарекомендовало на Ванкорском месторождении покрытие MAJORPACK.

### 2.3 Геометрический подбор деталей обратного клапана.

При геометрическом подборе деталей, из рисунка 2.8 очевидно, что размеры деталей обратного клапана будут зависеть от диаметра насосно-компрессорной трубы, в которую он устанавливается; толщины стенки НКТ; диаметра золотника; среднего диаметра пружины,

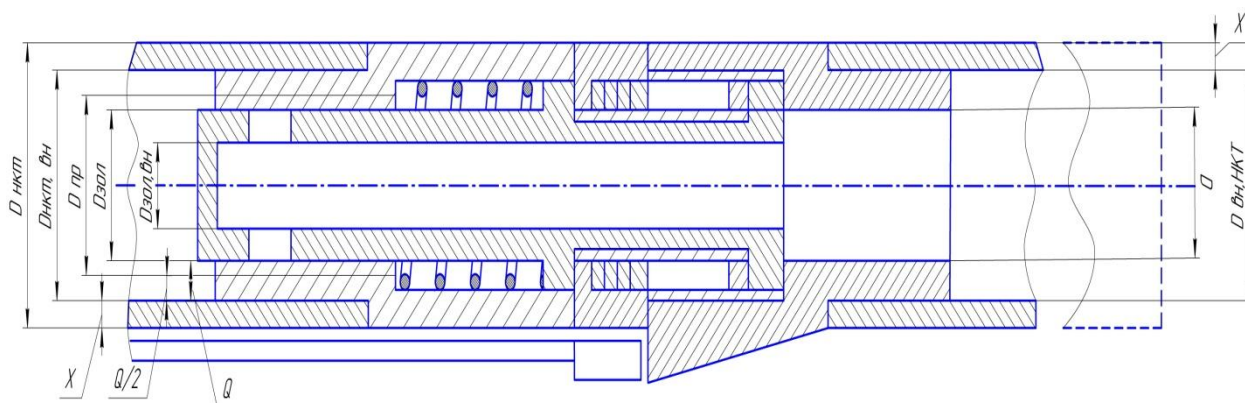


Рисунок 2.8 - Фрагмент чертежа обратного клапана с электромагнитным приводом

где  $D_{\text{нкт}}$  – диаметр НКТ, мм;  $D_{\text{нкт.вн.}}$  – внутренний диаметр НКТ, мм;  $D_{\text{пр.ср.}}$  – средний диаметр пружины, мм;  $D_{\text{зол.}}$  – диаметр золотника, мм;  $D_{\text{зол.вн.}}$  –

внутренний диаметр золотника, мм ;  $\chi$  – толщина стенки НКТ, мм ;  $Q$  – расстояние от внутренней стенки НКТ до золотника, мм.

Рассчитаем размеры деталей клапана для насосно-компрессорной трубы диаметром  $D_{\text{НКТ}} = 73$  мм; с внутренним диаметром НКТ  $D_{\text{НКТ вн.}} = 59$  мм; толщиной стенки НКТ  $\chi = 7$  мм.

Как видно из рис. 2.8, основной деталью клапана, определяющей параметры всех остальных его деталей, является золотник. В свою очередь, диаметр золотника в значительной степени зависит от диаметра НКТ и от внутреннего диаметра НКТ, значения которых можно найти из рис. 2.8.

Составим уравнения для нахождения диаметра НКТ (1) и внутреннего диаметра НКТ (2):

$$D_{\text{НКТ}} = D_{\text{вн.НКТ}} + 2 * \chi, \quad (13)$$

где  $D_{\text{вн.НКТ}}$  - внутренний диаметр НКТ, мм;  $\chi$  – толщина стенки НКТ, мм.

$$D_{\text{вн.НКТ}} = (D_{\text{НКТ}} - 2 * \chi), \quad (14)$$

где  $D_{\text{НКТ}}$  - диаметр НКТ, мм;  $\chi$  – толщина стенки НКТ, мм

Также из рис.2.8 видно, что внутренний диаметр НКТ можно найти, составив еще одно уравнение (15):

$$D_{\text{вн.НКТ}} = (D_{\text{пр.ср.}} + 2 * Q/2), \quad (15)$$

где  $D_{\text{пр.ср.}}$  - средний диаметр пружины, мм;  $Q/2$  – расстояние от внутренней стенки НКТ до пружины, оно равно тому же расстоянию, что от пружины до золотника, мм.

Средний диаметр пружины вычислим по формуле (16), исходя из рис. 2.8.

$$D_{\text{пр.ср.}} = D_{\text{зол.}} + 2 * Q/2 = D_{\text{зол.}} + Q, \quad (16)$$

где  $D_{\text{зол.}}$  – диаметр золотника, мм;  $Q$  - расстояние от внутренней стенки НКТ до золотника, мм.

Таким образом, из приведенных выше уравнений следует, что внутренний диаметр НКТ находим 2 способами. Приравняем (14) и (15), решим данное равенство для того, чтобы найти неизвестную величину – диаметр золотника. Значение среднего диаметра пружины распишем по формуле (16):

$$(D_{\text{НКТ}} - 2 * \chi) = (D_{\text{пр.ср.}} + Q)$$

$$(D_{\text{НКТ}} - 2 * \chi) = (D_{\text{зол.}} + Q + Q)$$

$$(D_{\text{НКТ}} - 2 * \chi) = (D_{\text{зол.}} + 2Q)$$

$$D_{\text{вн.НКТ}} = D_{\text{зол.}} + 2Q$$

$$D_{\text{вн.НКТ}} - 2Q = D_{\text{зол.}}$$

Для того, чтобы подобрать оптимальный диаметр золотника обратного клапана с электромагнитным приводом, необходимо провести расчет некоторого диапазона диаметров и выбрать наиболее подходящий под эксплуатационные характеристики. Например, возьмем диапазон значений для  $D_{\text{зол.}} = \{30; 35; 40; 45; 50\}$  и произведем их расчет.

Расчет проводится методом сравнения площади сечения внутри золотника и площади сечения между внешним диаметром золотника  $D_{\text{зол.вн.}}$  и внутренней стенкой НК, то есть расстояние  $Q$ . Поочередно рассчитываются все выше данные диаметры, и определяется при каком диаметре золотника имеется самый малый перепад гидравлического сопротивления по площади сечения. Жидкость, поступающая от насоса, сначала поступает в корпус клапана, затем проходит через полость золотника  $D_{\text{зол.вн.}}$  и выходит через боковые отверстия золотника, после этого жидкость поступает в зазор между внутренней стенкой НКТ и внешним диаметром золотника  $D_{\text{зол.}}$ . Целью подбора оптимального диаметра является то, чтобы площади сечения в золотнике и при выходе жидкости в НКТ были приблизительно равны, так как не будет создаваться дополнительных гидравлических сопротивлений.

Берется диапазон значений для  $D_{\text{зол.}} = \{30; 35; 40; 45; 50\}$

$$D_{\text{вн.нкт}} = D_{\text{зол.}} + 2Q$$

$$Q = \frac{D_{\text{вн.нкт}} - D_{\text{зол.}}}{2}$$

1. При  $D_{\text{зол.}} = 30$  мм

$$Q = \frac{59 - 30}{2} = 14.5 \text{ мм}$$

$$D_{\text{пр.ср.}} = 30 + 2 * 14.5 = 64 \text{ мм}$$

Проверка:

$$D_{\text{нкт}} = D_{\text{зол.}} + 2Q + 2\chi = 30 + 2 * 14.5 + 2 * 7 = 73 \text{ мм, все верно}$$

Расчет площадей поперечных сечений в золотнике и при выходе с золотника в НКТ. Для наглядности представлен рисунок 2.9.

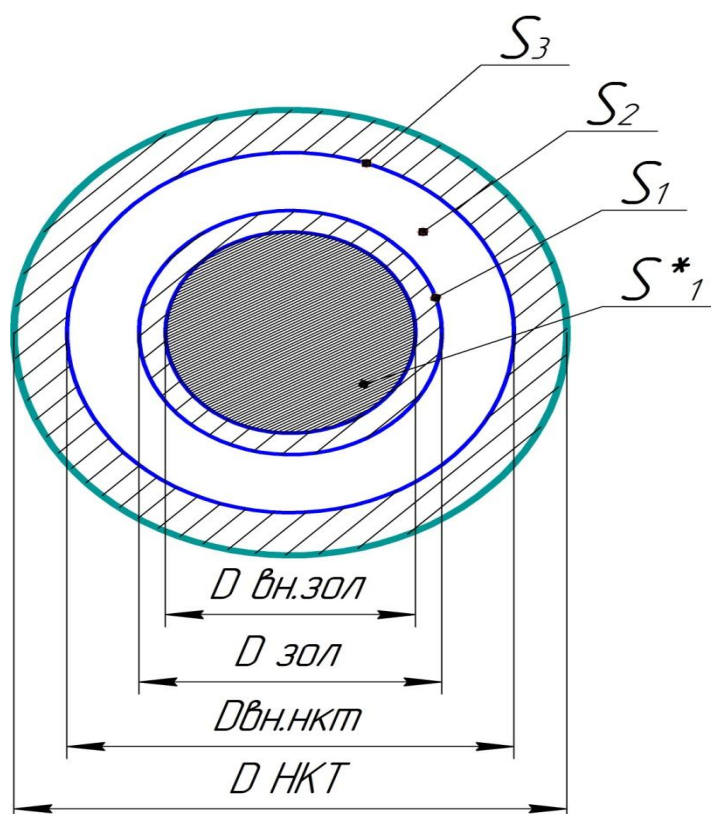


Рисунок 2.9 - Поперечное сечение клапана



Рассчитаем площадь поперечного сечения  $S_3$ , в ходе расчета изменяться не будет, она является постоянной т.к. НКТ диаметром 73 мм и толщина стенки 7мм.

$$S_3 = \frac{\pi * D^2_{\text{вн.НКТ}}}{4} = \frac{3.14 * 59^2}{4} = 2732 \text{ мм}^2$$

$$S_2 = S_3 - S_1 = \frac{\pi * D^2_{\text{вн. НКТ}}}{4} - \frac{\pi * D^2_{\text{зол}}}{4} = 2732 - 707 = 2025 \text{ мм}^2$$

$$S_1 = \frac{\pi * D^2_{\text{зол}}}{4} = \frac{3.14 * 30^2}{4} = 707 \text{ мм}^2$$

Таким образом, площадь сечения  $S_2$ , в которую будет поступать жидкость, выходящая с золотника равна  $2025 \text{ мм}^2$ .

$$S_1^* = \frac{\pi * D^2_{\text{вн. зол}}}{4} = \frac{3.14 * 23^2}{4} = 415 \text{ мм}^2$$

где  $D_{\text{вн. зол}} = D_{\text{зол}} - 2\delta$ ,  $\delta$  - стенка золотника, принимается равной 3,5 мм.

Из расчетов получилось что площадь сечения  $S_2$  больше внутренней площади сечения золотника в  $\frac{S_2}{S_1^*} = 4.9$  раза, следовательно, золотник данного диаметра  $D_{\text{зол}} = 30$  мм будет создавать большие гидравлические потери. Потенциал пропускной способности площади  $S_2$  на много больше потенциала пропускной способности золотника, отсюда следует, что диаметр золотника необходимо брать больше.

2. При  $D_{\text{зол.}} = 35$  мм

$$Q = \frac{59 - 35}{2} = 12 \text{ мм}$$

$$D_{\text{пр.ср.}} = 35 + 2 * 6 = 47 \text{ мм}$$

*Проверка:*

$$D_{\text{НКТ}} = D_{\text{зол.}} + 2Q + 2\chi = 35 + 2 * 12 + 2 * 7 = 73 \text{ мм}, \text{ все верно}$$

Проводим расчет  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_1^*$ , и проверяется таким образом следующий диаметр золотника  $D_{\text{зол}} = 35 \text{ мм}$ .

$$S_1 = \frac{\pi * D^2_{\text{зол}}}{4} = \frac{3.14 * 35^2}{4} = 962 \text{ мм}^2$$

$$S_2 = S_3 - S_1 = \frac{\pi * D^2_{\text{вн. нкт}}}{4} - \frac{\pi * D^2_{\text{зол}}}{4} = 2732 - 962 = 1770 \text{ мм}^2$$

$$S_1^* = \frac{\pi * D^2_{\text{вн. зол}}}{4} = \frac{3.14 * 28^2}{4} = 615 \text{ мм}^2$$

Из расчетов получилось что площадь сечения  $S_2$  больше внутренней площади сечения золотника в  $\frac{S_2}{S_1^*} = 2.9$  раза, следовательно, золотник данного диаметра  $D_{\text{зол}} = 35 \text{ мм}$  будет создавать гидравлические сопротивления. Потенциал пропускной способности площади  $S_2$  значительно превышает потенциал пропускной способности золотника, отсюда следует, что диаметр золотника необходимо увеличить.

3. При  $D_{\text{зол.}} = 40 \text{ мм}$

$$Q = \frac{59 - 40}{2} = 9.5 \text{ мм}$$

$$D_{\text{пр.ср.}} = 40 + 2 * 4.75 = 49.5 \text{ мм}$$

*Проверка:*

$$D_{\text{нкт}} = D_{\text{зол.}} + 2Q + 2\chi = 40 + 2 * 9.5 + 2 * 7 = 73 \text{ мм}, \text{ все верно}$$

Проводим расчет  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_1^*$ , и проверяется таким образом следующий диаметр золотника  $D_{\text{зол}} = 40 \text{ мм}$

$$S_1 = \frac{\pi * D^2_{\text{зол}}}{4} = \frac{3.14 * 40^2}{4} = 1256 \text{ мм}^2$$

$$S_2 = S_3 - S_1 = \frac{\pi * D^2_{\text{вн. нкт}}}{4} - \frac{\pi * D^2_{\text{зол}}}{4} = 2732 - 1256 = 1476 \text{ мм}^2$$

$$S_1^* = \frac{\pi * D^2 \text{ вн. зол}}{4} = \frac{3.14 * 33^2}{4} = 854 \text{ мм}^2$$

Из расчетов получилось что площадь сечения  $S_2$  больше внутренней площади сечения золотника в  $\frac{S_2}{S_1^*} = 1,7$  раза, следовательно, золотник данного диаметра  $D_{\text{зол}}=40$  мм будет также создавать гидравлические сопротивления. Потенциал пропускной способности площади  $S_2$  превышает потенциал пропускной способности золотника, отсюда следует, что диаметр золотника необходимо увеличить.

3. При  $D_{\text{зол.}} = 45$  мм

$$Q = \frac{59 - 45}{2} = 7 \text{ мм}$$

$$D_{\text{пр.ср.}} = 45 + 2 * 3.5 = 52 \text{ мм}$$

*Проверка:*

$$D_{\text{нкт}} = D_{\text{зол.}} + 2Q + 2\chi = 45 + 2 * 7 + 2 * 7 = 73 \text{ мм}, \text{ все верно}$$

Проводим расчет  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_1^*$ , и проверяется таким образом следующий диаметр золотника  $D_{\text{зол}} = 45$  мм

$$S_1 = \frac{\pi * D^2 \text{ зол}}{4} = \frac{3,14 * 45^2}{4} = 1590 \text{ мм}^2$$

$$S_2 = S_3 - S_1 = \frac{\pi * D^2 \text{ вн. нкт}}{4} - \frac{\pi * D^2 \text{ зол}}{4} = 2732 - 1590 = 1475 \text{ мм}^2$$

$$S_1^* = \frac{\pi * D^2 \text{ вн. зол}}{4} = \frac{3,14 * 38^2}{4} = 1135 \text{ мм}^2$$

Из расчетов получилось что площадь сечения  $S_2$  больше внутренней площади сечения золотника в  $\frac{S_2}{S_1^*} = 1,2$  раза, следовательно, золотник данного диаметра  $D_{\text{зол}}=45$  мм будет также создавать не значительные гидравлические сопротивления. Потенциал пропускной способности площади  $S_2$  превышает на не значительную величину потенциал пропускной способности золотника,

отсюда следует, что диаметр вполне может обеспечить заданный режим работы скважины, и обеспечить наиболее равный проход жидкости через внутреннюю полость золотника и при выходе в НКТ.

4. При  $D_{\text{зол.}} = 50 \text{ мм}$

$$Q = \frac{59 - 50}{2} = 4.5 \text{ мм}$$

$$D_{\text{пр.ср.}} = 45 + 2 * 1.75 = 52 \text{ мм}$$

*Проверка:*

$$D_{\text{нкт}} = D_{\text{зол.}} + 2Q + 2\chi = 50 + 2 * 4.5 + 2 * 7 = 73 \text{ мм}, \text{ все верно}$$

Проводится контрольный расчет  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_1^*$ , и проверяется таким образом следующий диаметр золотника  $D_{\text{зол}} = 50 \text{ мм}$ .

$$S_1 = \frac{\pi * D_{\text{зол}}^2}{4} = \frac{3.14 * 50^2}{4} = 1963 \text{ мм}^2$$

$$S_2 = S_3 - S_1 = \frac{\pi * D_{\text{вн. нкт}}^2}{4} - \frac{\pi * D_{\text{зол}}^2}{4} = 2732 - 1963 = 769 \text{ мм}^2$$

$$S_1^* = \frac{\pi * D_{\text{вн. зол}}^2}{4} = \frac{3.14 * 43^2}{4} = 1452 \text{ мм}^2$$

Из расчетов получилось, что площадь сечения золотника больше внутренней площади сечения  $S_2$  в  $\frac{S_1^*}{S_2} = 1,9$  раза, следовательно, при золотнике данного диаметра будет наблюдаться обратное явление, потенциал пропускной способности золотника будет велик, а потенциал пропускной способности площади  $S_2$  не позволит проходить данному объему жидкости и будут создаваться дополнительные гидравлические сопротивления. Отсюда следует, что диаметр золотника необходимо уменьшить, данный диаметр не обеспечит нормальной работы скважины.

Из проведенных теоретических исследований было выявлено, что оптимальным диаметром золотника для данного обратного клапана является диаметр равный 45 мм.

## 2.4 Расчет электромагнита постоянного тока.

Для расчета тяговых характеристик электромагнита, применяющегося для обратного клапана, используем известную методику по расчету тяговых электромагнитов [45].

### 1. Исходные данные.

1. Необходимая тяговая электромагнитная сила  $P_{ЭМ} = 10\,000\text{ Н}$ ;
2. Номинальное напряжение  $U_n = 380\text{ В}$ ;
3. Ход якоря  $\delta = 7 * 10^{-3}\text{ м}$ ;
4. Температура окружающего воздуха  $55^{\circ}\text{C}$
5. Охлаждение естественное;
6. Исполнение закрытое;
7. Режим работы длительный;

Тяговая сила  $P_{ЭМ}$ , развиваемая электромагнитом, вычисляется по формуле (17), полученной на основе баланса энергии (энергетическая формула). В условиях равномерного распределения индукции в рабочем воздушном зазоре эта формула преобразуется в формулу Максвелла:

$$P_{ЭМ} = \frac{B^2 * S}{\mu_0}, (\text{Н}) \quad (17)$$

где,  $B$  - это индукция в воздушном зазоре, Тл.

$S$  - площадь полюса,  $\text{м}^2$ .

$\mu_0 = 1.256 * 10^{-6}\text{ ГН/м}$ - магнитная проницаемость воздуха.

Задав в расчет  $B$  Тл, можно определить:

$$S = \frac{P_{ЭМ} * \mu_0}{B^2} \quad (18)$$

Для электромагнита площадь полюса находится по формуле (19) :

$$S = \frac{\pi * d^2}{4} \quad (19)$$

Диаметр стержня находится по формуле (20) :

$$d_c = \sqrt{\frac{4*S}{\pi}}, \text{ (м)} \quad (20)$$

Магнитодвижущая сила обмотки (МДС) вычисляется по формуле (21):

$$F = 2 * k * H_\delta * \delta, \text{ (А)} \quad (21)$$

где  $k$  – это коэффициент падения МДС в стали

$\delta$ , м - это ход якоря.

$H_\delta = \frac{B}{\mu_0}, \left(\frac{A}{м}\right)$  - это напряженность магнитного поля в воздушном зазоре.

Среднее значение магнитной индукции в стали магнитопровода находится по формуле (22):

$$B_c = B * \sigma, \text{ (Тл)} \quad (22)$$

где  $\sigma$  – коэффициент рассеивания магнитного потока.

По основной кривой намагничивания для низкоуглеродистой стали, находим среднее значение магнитной напряженности  $H_c$  стали магнитопровода [45].

Сторона квадрата окна под обмотку возбуждения ЭМК находится по формуле (23):

$$C = \frac{1}{4} * \frac{\Delta U_M}{H_c} - 2 * d_c, \text{ (м)} \quad (23)$$

где  $\Delta U_M = (k - 1) * F$ , (А) -падение МДС (магнитного напряжения) в стали.

Средняя длина витков обмотки ЭМК находится по формуле (24):

$$l = \pi * (d_c + C), \text{ (м)} \quad (24)$$

Сечение провода (по меди) находится по формуле (25):

$$q = \frac{F * l * \rho}{U_H}, \text{ (м}^2\text{)} \quad (25)$$

где  $\rho = 1,8 * 10^{-8}$  удельное электрическое сопротивление меди при температуре нагрева  $75^{\circ}\text{C}$ .

Диаметр провода (по меди) находится по формуле (26):

$$d = \sqrt{\frac{4}{\pi}} * \sqrt{q}, (м) \quad (26)$$

По таблице 2.7 находится толщина изоляции на одну сторону  $\Delta_H$ .

Коэффициент заполнения по меди находится по формуле (27):

$$K_M = K_y * \frac{\pi}{4} * \frac{d^2}{d + 2 * \Delta_H} \quad (27)$$

где  $K_y$  - это коэффициент укладки.

Число витков  $W$  находится по следующей формуле (28):

$$W = \frac{C^2 * K_M}{q} \quad (28)$$

Сопротивление обмотки рассчитывается по формуле (29):

$$R = \frac{l * W * \rho}{q}, (Ом) \quad (29)$$

Потребляемый ток рассчитывается по формуле (30):

$$I = \frac{U_H}{R}, (А) \quad (30)$$

Мощность потерь находится по формуле (31):

$$P = I^2 * R, (Вт) \quad (31)$$

Плотность тока в проводе (32):

$$j = \frac{I}{q} < (3 \div 5) * 10^6, (\frac{А}{м^2}) \quad (32)$$

Если неравенство не выполняется, следует увеличить  $k$  (или уменьшить  $B$ ).

Поверхность охлаждения находится по формуле (33):

$$S_0 = \frac{\pi * d_c^2}{4} + \frac{\pi}{4} (d_c + 2C)^2 + 2\pi (d_c + C) * C, (м^2) \quad (33)$$

Коэффициент теплопередачи с поверхности обмотки зависит от превышения температуры  $\tau$ . Рассчитывается по формуле (34):

$$K_{\tau} = (K_{\tau})_{\tau=50^{\circ}\text{C}} |1 + 0,005(\tau - 50)|, \left(\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}}\right) \quad (34)$$

Средняя температура нагрева обмотки находится по формуле (35):

$$T = T_{\text{окр}} + \frac{P}{K_{\tau} * S_0}, (^{\circ}\text{C}) \quad (35)$$

Таблица 2.7 – Номинальные диаметры провода

Номинальный диаметр голого провода, мм.	МАХ диаметр провода, мм.	
1,00	1,070	1,11
1,04	1,120	1,15
1,08	1,160	1,19
1,12	1,200	1,23
1,16	1,240	1,27
1,20	1,280	1,31
1,25	1,330	1,36
1,30	1,380	1,41
1,35	1,430	1,46
1,40	1,480	1,51
1,45	1,530	1,56
1,50	1,580	1,61
1,56	1,640	1,67
1,62	1,710	1,73
1,68	1,770	1,79
1,74	1,830	1,85
1,81	1,900	1,93



1,88	1,970	2,00
1,95	2,040	2,07
2,10	2,200	2,24
2,26	2,360	2,39
2,44	2,450	2,57

## 2.5 Расчет пружины обратного клапана.

Из проведенных теоретических исследований было выявлено, что одним из основных элементов, который способен перемещать золотник обратного клапана, а следовательно открывать и закрывать клапан, является пружина. В работе была установлена зависимость размера пружины от размера скважины, а так же других элементов конструкции обратного клапана с электромагнитным приводом.

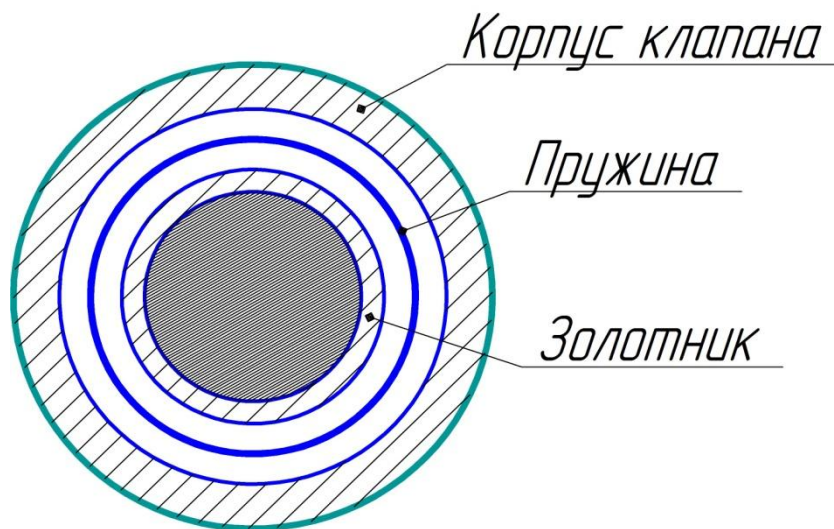


Рисунок 2.10 - Схема обратного клапана в разрезе

Из рис. 2.10 видно, что диаметр пружины жестко ограничен имеющимися размерами, а именно: сверху диаметром корпуса ( $D_{\text{корп.}}$ ), снизу диаметром золотника ( $D_{\text{зол.}}$ ):  $D_{\text{внутр.обсадной трубы}} > D_{\text{корп.внеш.}} \geq d_{\text{нкт.внеш.}}$ ;  $D_{\text{корп.внут.}} > D_{\text{намотки пружины}} > D_{\text{зол.внеш.}}$

Диаметр намотки равен

$$D_{\text{намотки пружины}} = \frac{C}{D_{\text{проволоки}}}, \quad (36)$$

где  $C$  – индекс пружины.

Так же была найдена зависимость размера обратного клапана с электромагнитным приводом от радиуса закругления скважины:

$$L < \frac{4 \cdot R}{(d_{\text{в}} - d_{\text{н}} - k)}, \quad (37)$$

где  $L$  – длина спускаемого в колонну погружного устройства;  $d_{\text{в}}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;  $d_{\text{н}}$  – диаметр спускаемого в колонну погружного устройства;  $k$  – зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом спускаемого в колонну погружного устройства, величина которого согласно инструкции принимается равным 1,5 - 3 мм [44].

Отсюда была найдена зависимость сжатия пружины от силы действующей на эту пружину. Согласно закону Гука [47]:  $F = -k\Delta l = -k(l_1 - l_2)$ , где  $k = \frac{G \cdot d_D^4}{8 \cdot d_f^3 \cdot n}$ , где  $d_D$  — диаметр проволоки;  $d_f$  — диаметр намотки (измеряемый от оси проволоки);  $n$  — число витков;  $G$  — модуль сдвига (для обычной стали  $G \approx 80$  ГПа, для пружинной стали  $G \approx 78500$  МПа, для меди  $\sim 45$  ГПа).

В результате расчета по представленным выше формулам можно обосновано выбирать конструктивные параметры основного исполнительного элемента очистного клапана в зависимости от глубины скважины, с учетом обеспечения прочности и надежности.

## ВЫВОДЫ

В данной главе произведены гидравлические расчеты прямой и обратной промывок скважин от песчаных пробок, построены графические зависимости основных характеристик при промывке скважин, даны краткие выводы по ним.

Произведен расчет основных элементов, входящих в конструкцию обратного клапана с электромагнитным приводом, который в свою очередь является неотъемлемой частью всей системы автоматической очистки внутрискважинного оборудования.

Произведен геометрический подбор основных узлов, входящих в обратный клапан. Построен чертеж клапана, введены обозначения диаметров.

## ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

### 3.1 Методика экспериментального исследования работы клапана.

Исследование по работе обратного клапана с электромагнитным приводом проводили на примере собранной модели электромагнитной части клапана.

**Необходимое оборудование.** В работе использовали такое оборудование как:

- Трансформатор
- Диодный мост
- Реостат
- Соленоид
- Трансформатор тока

Измерительные приборы:

- Амперметр
- Вольтметр
- Динамометр
- Линейка

**Подготовка стенда.** Что бы стенд заработал в своём, необходимом для работы режиме, нужно правильно собрать электрическую цепь, соблюдать очередность подключения приборов. Собирается стенд по данной схеме один раз и находится в собранном состоянии. При помощи данного стенда проведено 2 опыта, в первом опыте определялась тяговая нагрузка, создаваемая соленоидом, во втором опыте была измерена скорость движения золотника (сердечника соленоида) при действии на него дополнительного груза. Электрическая цепь стенда представлена на рисунке 3.1. Принципиальная схема стенда для опыта №1 представлена на рисунке 3.2. Принципиальная схема стенда для опыта №2 представлена на рисунке 3.7.

Электрическая цепь состоит из трансформатора напряжения (1), предназначенного для преобразования высокого напряжения в удобное для измерения низковольтное напряжение, диодного моста (2), предназначенного для преобразования («выпрямления») переменного тока в пульсирующий постоянный ток, трансформатора тока (3), предназначенного для преобразования тока до значения, удобного для измерения, реостата (4),

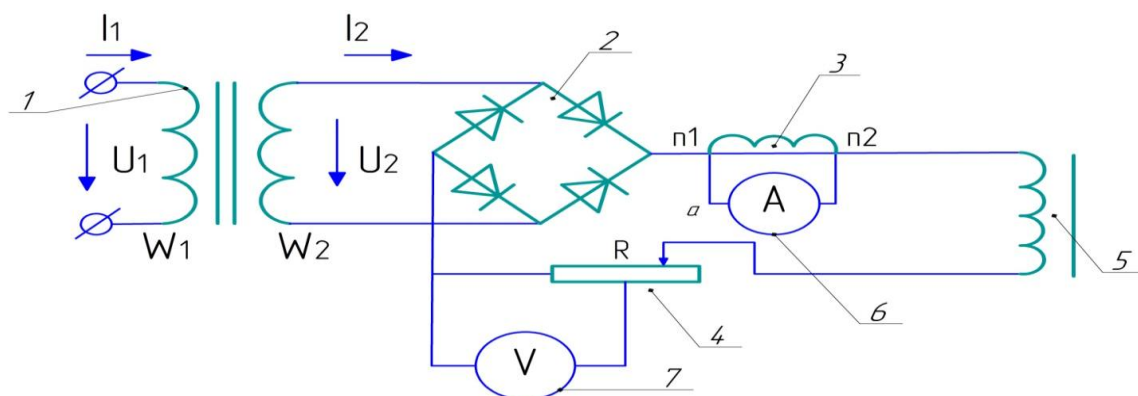


Рис. 3.1 - Электрическая цепь стенда

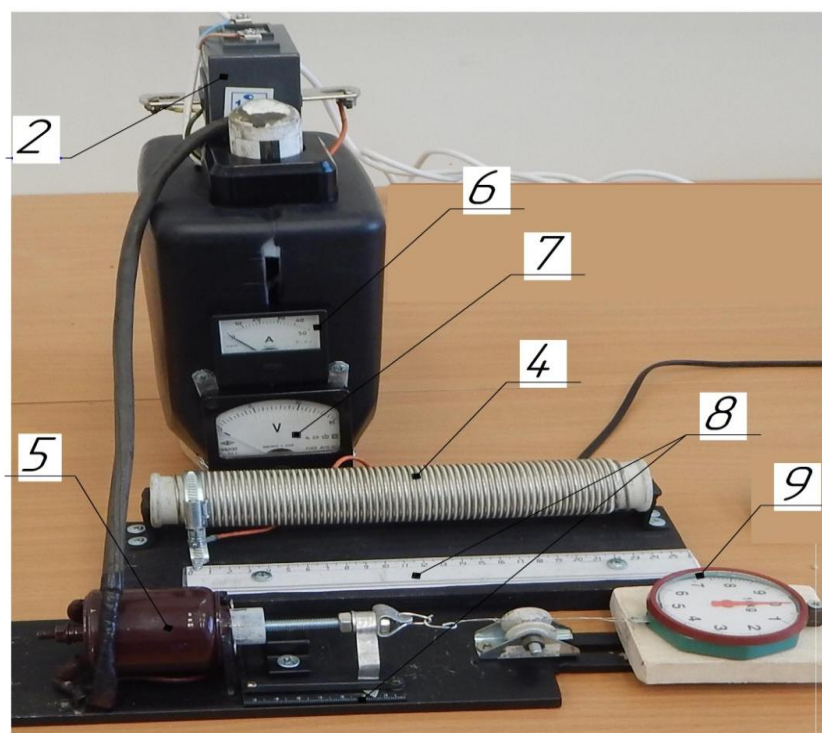


Рис. 3.2 - Принципиальная схема стенда

1-Трансформатор; 2-Диодный мост; 3-Трансформатор тока; 4-Реостат; 5-Соленоид; 6 - Амперметр; 7-Вольтметр 8-измерительная линейка; 9-динамометр.

целью которого является регулирования силы тока и его напряжения, соленоида (5) (в данном случае он выступает в роли модели клапана) на электромагнитную катушку клапана подаётся электрическое напряжение, после чего магнитный сердечник втягивается в соленоид, что приводит к открытию либо закрытию клапана (сердечник помещён внутри закрытой трубки катушки соленоида - это необходимо для герметичности электромагнитного клапана), амперметра (6), предназначенного для измерения силы тока в электрической цепи в амперах, и вольтметра (7) предназначенного для измерения напряжения в электрической цепи, измерительных линеек (8), для определения перемещения золотника  $L$ , и для измерения расстояния передвижения ползунка реостата (4), динамометра (9), служащего для определения тягового усилия  $F$ .

**Принцип действия собранного стенда.** Подаётся напряжение  $U$  на трансформатор (1), напряжение  $U$  преобразовывается до нужной величины и поступает на диодный мост (2) где преобразуется переменный ток  $I$  в постоянный пульсирующий. В свою очередь трансформатор тока (3) преобразовывает ток  $I$  до значения, удобного для измерения, в данном случае происходит понижение тока  $I$ , коэффициент трансформации 150/5, т. е. 30, это значит, что измеренное значение нужно будет умножить на 30 чтобы получить истинное значение тока  $I$ . После ток  $I$  поступает на реостат (4), где происходит регулирования силы тока  $I$  и напряжения  $U$  благодаря изменению сопротивления цепи  $R$  и после этого электрическое напряжение поступает на электромагнитную катушку соленоида (4), после чего магнитный сердечник втягивается в соленоид, что приводит к открытию либо закрытию клапана, сердечник по жесткой сцепке соединен с динамометром, который в свою очередь фиксирует тяговое усилие  $F$ , создаваемое сердечником. На специальной измерительной шкале фиксируется расстояние  $L$ , на которое сердечник может обеспечивать втягивания при данных значениях напряжения  $U$  электрической цепи.

### Измерение рабочих параметров цепи в ходе эксперимента.

Эксперимент проводился поэтапно, с постепенным увеличением сопротивления  $R$  в электрической цепи при помощи реостата (4). Включение и выключение электрической цепи с последующим изменением сопротивления на реостате (4) происходило 17 раз, пока не зафиксировали самое минимальное показания динамометра, при котором тяговое усилие  $F$  было равно 0,5 Н. Все измеренные в ходе эксперимента величины были внесены в таблицу 2.8, где  $U$ , (В) – это напряжение, которое фиксировалось

Таблица 2.8 - Результаты измерения (опыт 1)

Номер эксперимента	$U$ , (В)	$I$ , (А) изм	$R$ , деления шкалы (мм)	$L$ , (мм)	$F$ , сила (Н)	$R$ , (Ом)	$I$ , (А) ист
1	0,1	11	2	7	9	0,0003	330
2	0,2	9	5	6	8,5	0,0007	270
3	0,2	3	10	6	6,5	0,0022	90
4	0,5	6	15	5	6	0,0028	180
5	0,6	12	20	4	5,5	0,0017	360
6	0,8	4	25	4	4,5	0,0067	120
7	0,9	11	30	4	4	0,0027	330
8	0,95	8	35	3,5	3	0,0040	240
9	1	7	40	3,5	2,5	0,0048	210
10	1,1	9	45	3	2,5	0,0041	270
11	1,1	5	50	3	2	0,0073	150
12	1,25	4,5	55	3	2	0,0093	135
13	1,5	4	60	2,8	1,7	0,0125	120
14	1,5	4	65	2,3	1	0,0125	120
15	1,6	6	70	2	0,8	0,0089	180
16	1,6	10,2	75	1	0,5	0,0052	306
17	1,7	4	80	0,8	0,1	0,0142	120

вольтметром (7),  $I$ , (А) изм. это сила тока измеренная, которую фиксировал амперметр (6),  $R$ , деления шкалы (мм) расстояние на которое передвигался ползунок реостата (4) в ходе эксперимента,  $L$ , (мм) - это длинна перемещения золотника, отмечается на специальной измерительной шкале линейки (8),

$F$ , сила (Н)-тяговое усилие создаваемое магнитным сердечником соленоида (5), которую фиксирует динамометр(9),  $R$ , (Ом)-сопротивление электрической цепи, полученное по закону Ома (1.1),  $I$ , (А) ист.-истинное значение силы тока с учетом коэффициента трансформации тока.

$$U=I \cdot R, \text{ (В)} \quad (1.1)$$

где  $U$ -напряжение электрической цепи, В;  $I$  – сила тока в электрической цепи, А;  $R$  – сопротивление электрической цепи, Ом.

### 3.2 Результаты экспериментальных исследований опыта №1.

Обработка результатов экспериментальных исследований опыта №1 представлена в виде графических зависимостей одного параметра, от другого. На графиках показано как при изменении одного параметра, ведут себя все остальные параметры данного стенда.

На рисунке 3.3 приведена графическая зависимость тягового усилия  $F$  от подаваемой силы тока  $I$  в электрическую цепь.

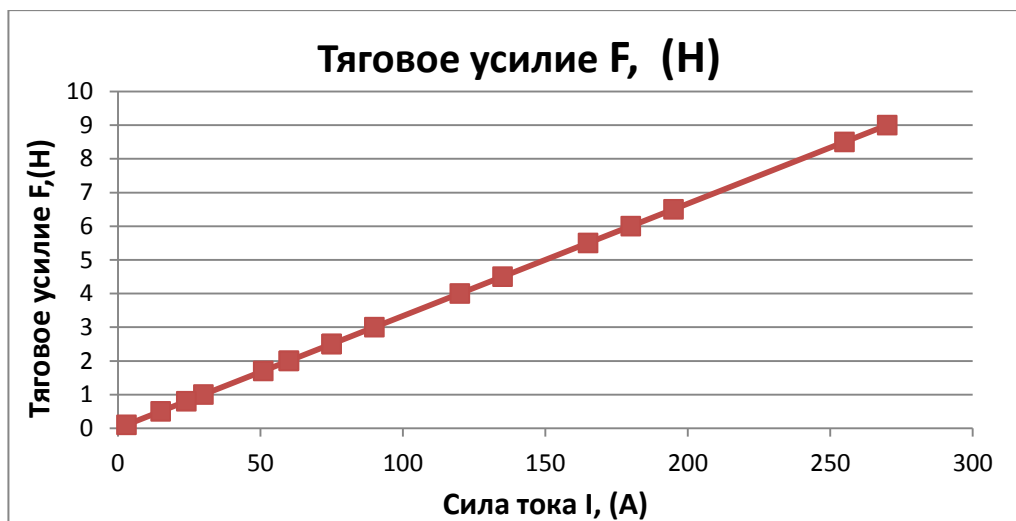


Рис.3.3 - Графическая зависимость  $F$ ,(кг) от  $I$ (А)

По графику на рисунке 3.3 видно, что наибольшее тяговое усилие  $F$  было достигнуто при максимальном значении силы тока  $I$  в электрической цепи.

На рисунке 3.4 приведена графическая зависимость тягового усилия  $F$  от напряжения  $U$ , подаваемого в электрическую цепь.



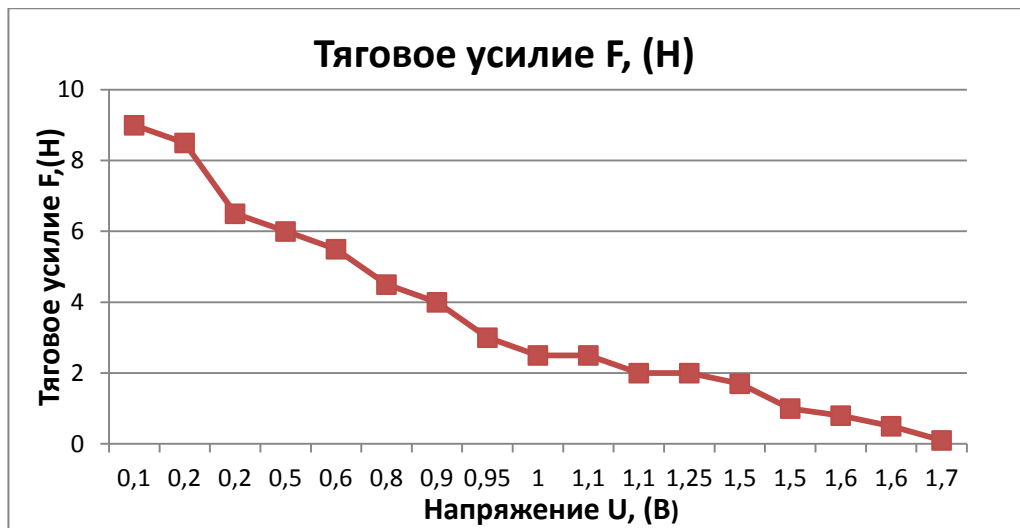


Рис. 3.4 - Графическая зависимость  $F$ , (кг) от  $I$ , (А) и  $L$ , (мм) от  $I$ , (А)

По графику на рисунке 3.4 можно судить о следующем, что наибольшее тяговое усилие  $F$ , было достигнуто при минимальном значении напряжения  $U$ .

На рисунке 3.5 приведена графическая зависимость тягового усилия  $F$  от сопротивления  $R$ , создаваемого в электрической цепи.

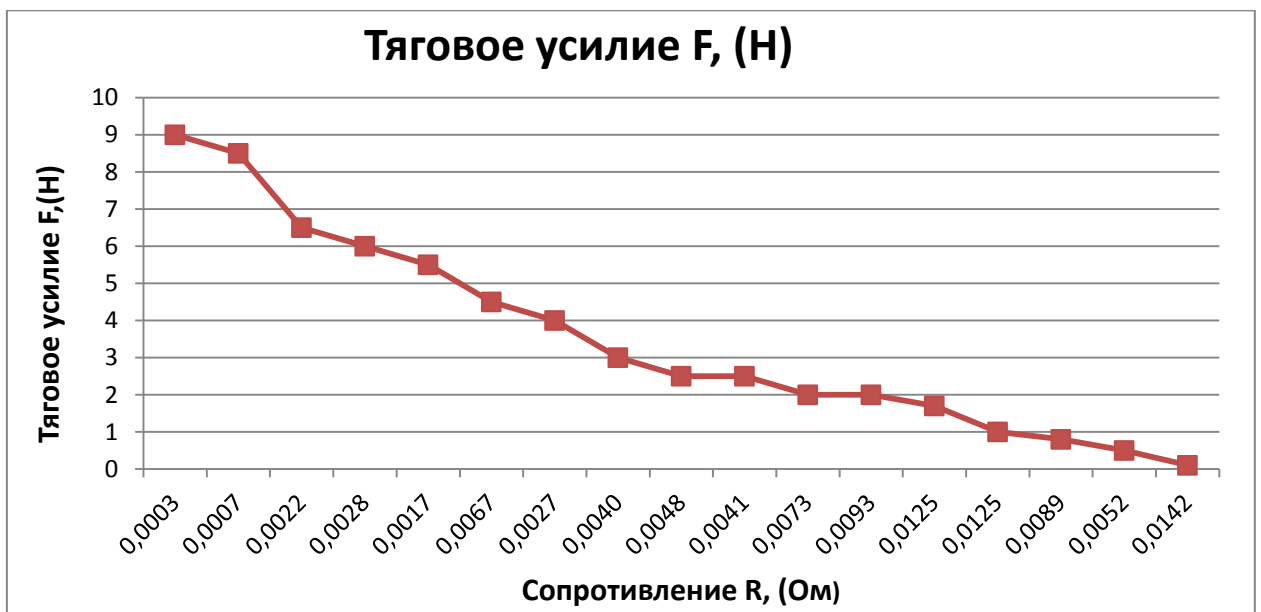


Рис. 3.5 - Графическая зависимость  $F$ , (кг) от  $R$ , (Ом)

На рисунке 3.5 приведена графическая зависимость тягового усилия  $F$  от сопротивления  $R$  в электрической цепи, регулируемое реостатом (4). Наибольшее тяговое усилие  $F$ , было достигнуто при минимальном значении сопротивления  $R$ .

Проанализировав вышеупомянутые графики, видно, что наибольшее тяговое усилие соленоидом (5) создается при максимальном токе  $I$  (А), и при минимальных значениях сопротивления  $R$  (Ом) и напряжения  $U$  (В) в электрической цепи.

Далее будут рассмотрен график зависимости тягового усилия  $F$ , (Н) от длины перемещения золотника  $L$ , (м).

На рисунке 3.6 приведена графическая зависимость тягового усилия  $F$  (Н) от длины перемещения золотника  $L$ , (м).

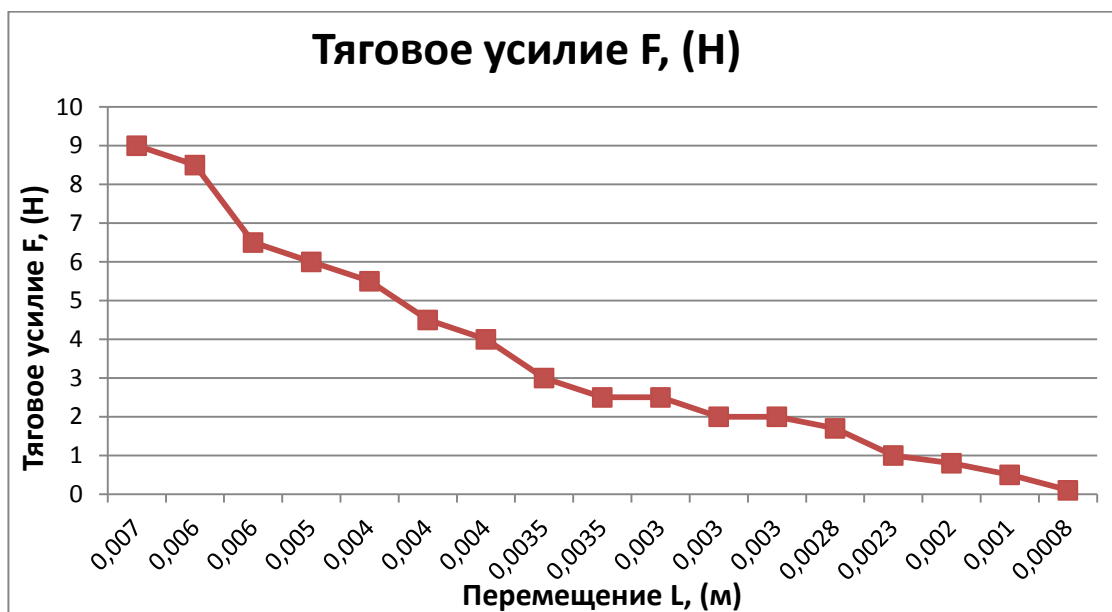


Рис. 3.6 - Графическая зависимость  $F$ ,(Н) от  $L$ ,(м)

При наибольшем тяговом усилии  $F$ , достигается максимальная длина перемещения золотника  $L$ , (м).

Вторая часть эксперимента заключалась в измерении скорости  $V$  перемещения золотника  $L$ , при этом вместо динамометра (9) к соленоиду прикрепляли груз  $M$ . Принцип работы осуществлялся по следующему принципу. Подается напряжение  $U$  на трансформатор (1), напряжение  $U$  преобразовывается до нужной величины и поступает на диодный мост (2) где преобразуется переменный ток  $I$  в постоянный пульсирующий. В свою очередь трансформатор тока (3) преобразовывает ток  $I$  до значения, удобного для измерения, в данном случае происходит понижение тока  $I$ , коэффициент

трансформации  $150/5$ , т. е.  $30$ , это значит что измеренное значение нужно будет умножить на  $30$  чтобы получить истинное значение тока  $I$ . После, ток  $I$  поступает на реостат (4), где происходит регулирования силы тока  $I$  и напряжения  $U$  благодаря изменению сопротивления цепи  $R$  и после этого электрическое напряжение поступает на электромагнитную катушку соленоида (4), после чего магнитный сердечник втягивается в соленоид, что приводит к открытию либо закрытию клапана, сердечник по гибкой сцепке соединен с грузом  $M$ . На специальной измерительной шкале фиксируется расстояние  $L$ , на которое сердечник может обеспечивать втягивания данного груза (11) при данных значениях напряжения  $U$ , сопротивления  $R$  и силы тока  $I$  электрической цепи. На рисунке 3.7 приведена принципиальная схема стенда.

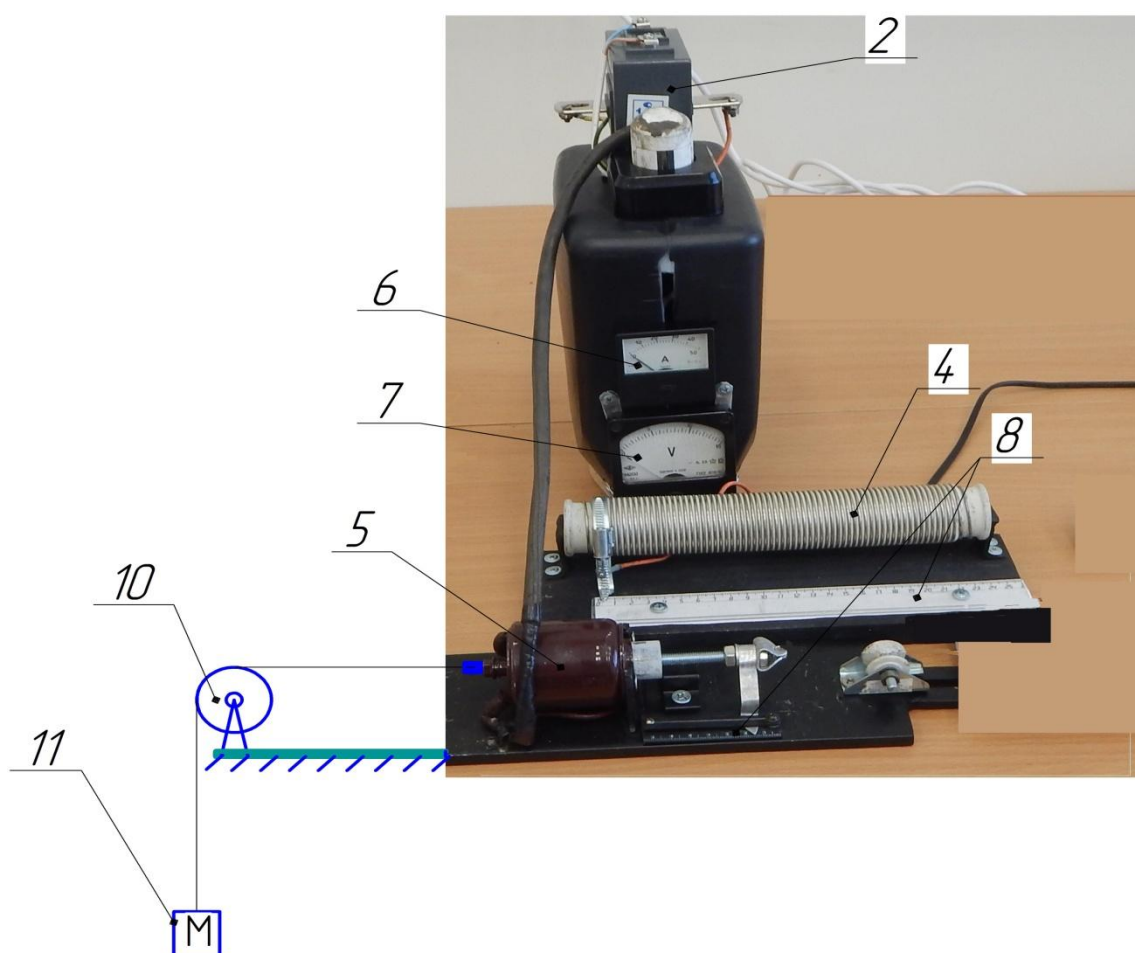


Рис. 3.7 - Принципиальная схема стенда для опыта №2.

2-Диодный мост; 4-Реостат; 5-Соленоид; 6 - Амперметр; 7-Вольтметр 8-измерительная линейка; 10 - неподвижный блок; 11- груз массой М

Все измеренные и вычисленные в ходе эксперимента величины были внесены в таблицу 2.9

Таблица 2.9 - Результаты измерений (опыт 2).

Номер эксперимента	U, (В)	I, (А) изм	R, шкала (мм)	L, (м)	Груз М, (кг)	R, (Ом)	I, (А) ист	T время, (сек)	V скорость, (м/с)
1	0,1	10	0	0,02	0,185	0,0003	300	0,38	0,053
2	0,6	12	20	0,019	0,185	0,0017	360	0,44	0,043
3	1,1	6	40	0,02	0,185	0,0061	180	0,52	0,038
4	1,6	9	60	0,02	0,185	0,0059	270	0,82	0,024
5	3,5	4	80	0,015	0,185	0,0292	120	0,74	0,020
6	1,9	2	80	0,005	0,212	0,0317	60	0,27	0,019
7	1,6	3,3	60	0,009	0,212	0,0162	99	0,29	0,031
8	1,2	4,5	40	0,01	0,212	0,0089	135	0,26	0,038
9	7	5	20	0,011	0,212	0,0467	150	0,25	0,044
10	0,3	7	0	0,012	0,212	0,0014	210	0,23	0,052

где  $L$ , (м) - расстояние, которое преодолевал сердечник соленоида при подвешенном на него груз массой  $M$ , (кг);  $T$ , (сек) – это время, через которое сердечник проходит расстояние  $L$ , (м);  $V$ , (м/с) – это скорость, с которой сердечник соленоида (5) преодолевает расстояние  $L$ , (м) с подвешенным на нем грузе (11).

### 3.3 Результаты экспериментальных исследований опыта № 2.

Обработка результатов экспериментальных исследований опыта №2 представлена в виде графических зависимостей одного параметра, от другого. На графиках показано как при изменении одного параметра, ведут себя все остальные параметры данного стенда.

На рисунке 3.8 приведена графическая зависимость перемещения сердечника соленоида (5)  $L$ , (м) от груза  $M$  (кг), подвешенного через неподвижный блок (10).

Анализируя график зависимости на рисунке 8, явно видно снижение перемещения сердечника соленоида (5)  $L$ , (м) при увеличении груза (11)  $M$ , (кг). Чем больше груз, тем соленоиду (5) короче дистанция втягивания (перемещение  $L$ , (м)).

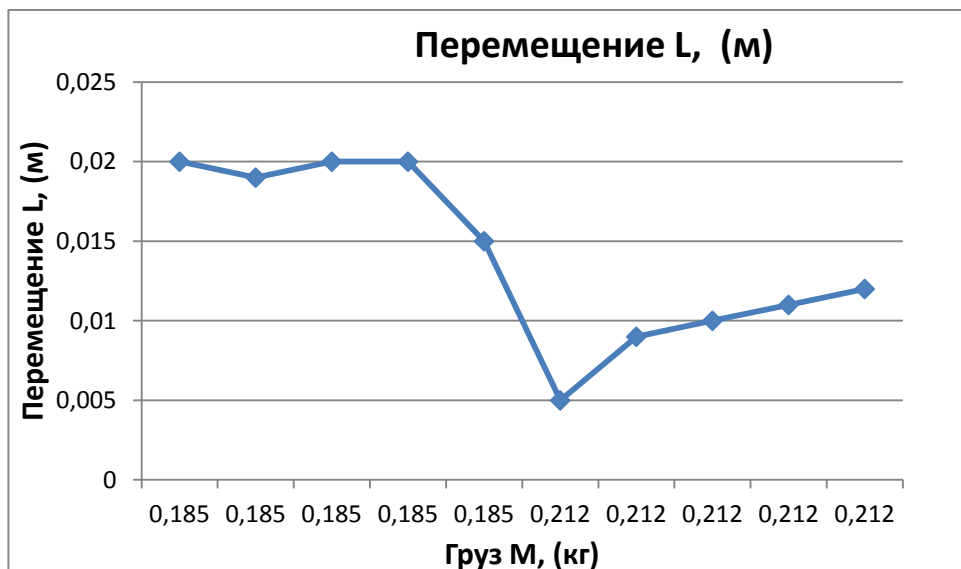


Рис. 3.8 - Графическая зависимость  $L$ , (м) от груза массой  $M$ , (кг)

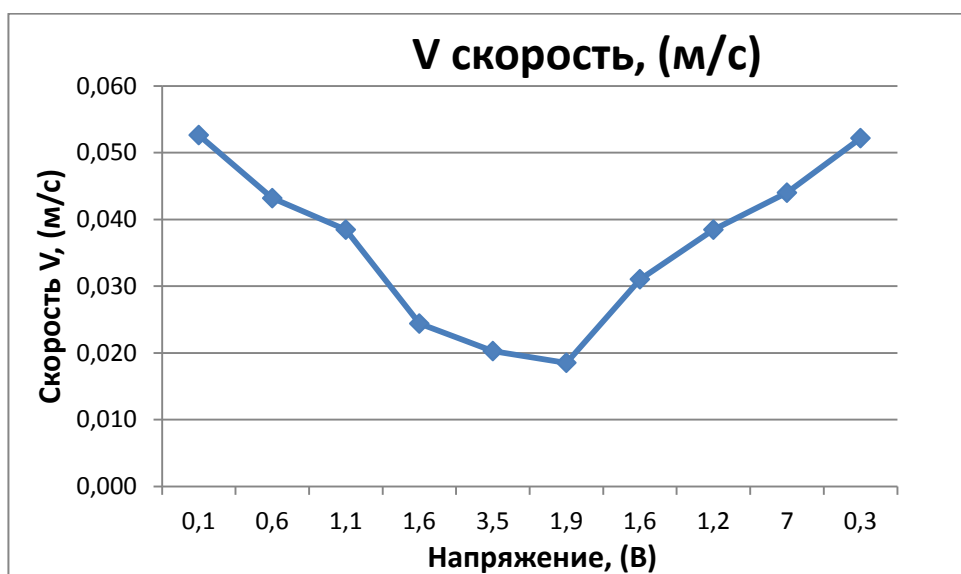


Рис.9 Графическая зависимость  $V$ , (м/с) от напряжения  $U$ , (В)

Анализируя график зависимости на рисунке 9, видно снижение скорости перемещения сердечника соленоида (5)  $V$ , (м/с) при увеличении сопротивления  $R$ , (Ом) в цепи реостатом (4). Дойдя до 6-ой точки, скорость перемещения  $V$ , (м/с) начинает расти, так как напряжение начинает уменьшаться вследствие уменьшения сопротивления  $R$ , (Ом) реостатом (4).

Чем больше напряжение (сопротивление в цепи), тем меньше скорость  $V$ , (м/с) перемещения сердечника соленоида (5).

Подводя итог по двум проведенным опытам, можно судить о следующей закономерности, тяговое усилие  $F$  максимальное при максимальной силе тока  $I$  в цепи, следовательно, чтобы создать максимальное усилие  $F$ , которое удовлетворяло бы нашему обратному клапану (открытие его и закрытие), необходимо делать акцент на увеличение силы тока  $I$  в цепи и напряжение  $U$ , при этом возрастающее сопротивление  $R$  в цепи, будет уменьшать тяговое усилие  $F$ .

При проведении второго опыта, была выявлена следующая закономерность, что при увеличении сопротивления  $R$  в электрической цепи, увеличивалось время  $T$ , за которое сердечник соленоида (5) проходит расстояние  $L$ , соответственно и уменьшалась скорость  $V$ , с которой сердечник соленоида проходил расстояние  $L$ . При увеличении груза  $M$ , прикрепленного к сердечнику соленоида, произошло значительное снижение расстояния  $L$ , на которое способен перемещаться сердечник соленоида.

## **ВЫВОДЫ**

Подводя итог по двум проведенным опытам, можно судить о следующей закономерности: тяговое усилие  $F$  максимальное при максимальной силе тока  $I$  в цепи, следовательно, чтобы создать максимальное усилие  $F$ , которое удовлетворяло бы нашему обратному клапану (открытие его и закрытие), необходимо делать акцент на увеличение силы тока  $I$  в цепи и напряжения  $U$ , при этом возрастающее сопротивление  $R$  в цепи, будет уменьшать тяговое усилие  $F$ .

При проведении второго опыта, была выявлена следующая закономерность, что при увеличении сопротивления  $R$  в электрической цепи, увеличивалось время  $T$ , за которое сердечник соленоида (5) проходит расстояние  $L$ , соответственно и уменьшалась скорость  $V$ , с которой сердечник соленоида проходил расстояние  $L$ . При увеличении груза  $M$ ,

прикрепленного к сердечнику соленоида, произошло значительное снижение расстояния  $L$ , на которое способен перемещаться сердечник соленоида.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе диссертационной работы были решены следующие задачи и получены следующие результаты:

1. Проанализирована проблема засорения и быстрого выхода из работы внутрискважинного оборудования.
2. Были определены причины засорения внутрискважинного оборудования и их характер.
3. Проведены теоретические и экспериментальные исследования по работе клапана и его механизмов.

Изменение структуры запасов нефти, отмечаемое в последнее время, приводит к осложнению условий эксплуатации нефтяных, нагнетательных и водозаборных скважин, что сокращает межремонтный период стандартного оборудования и увеличивает затраты на проектирование и изготовление специального оборудования.

Таким образом, изменившиеся условия эксплуатации с применением существующих способов добычи требуют дополнительных затрат и кратно снижают период работы скважин между ремонтами.

В изменившихся условиях успешная эксплуатация скважин требует реализации методов, направленных на максимальное снижение влияния осложняющих факторов.

Проблемы, вызванные осложненными условиями эксплуатации скважин, основными из которых являются вынос механических примесей, солеотложения, температура, коррозия, в последние годы создают все больше трудностей в работе нефтяников. Естественное ухудшение условий нефтегазодобычи, необходимость масштабного применения геолого-технических мероприятий для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи — следствием этих тенденций является рост осложняющих добычу факторов. На большей части скважин во всех нефтяных компаниях



России наблюдается одновременное проявление нескольких осложняющих эксплуатацию факторов.

Поэтому применение традиционных способов борьбы, направленных на ослабление отрицательного воздействия одного из осложняющих факторов, не дает существенного увеличения МРП и, как правило, приводит к увеличению стоимости добычи. Еще более усугубляет ситуацию то, что если раньше нефтяники сталкивались с классическими осложнениями, в частности с солеотложением, то по мере роста ГТМ, направленных на интенсификацию добычи нефти, и прежде всего ГРП, происходит увеличение выноса механических примесей — еще один побочный результат интенсификации добычи.

Данная диссертация направлена на то, чтобы уменьшить проблемы, вызванные осложненными условиями эксплуатации скважин, связанные с механическими примесями.

Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования с использованием обратного клапана с электромагнитным приводом, является одним из новых технических подходов к решению существующей проблемы.

Клапан с электромагнитным приводом может стать одним из немногих путей решения проблемы промывки фильтра на приеме насоса от механических примесей, эффективней будет происходить расклинивание ЭЦН при возможности прямой промывки насоса в малодебитных скважинах.

Экономический эффект от использования клапана предлагаемой конструкции будет получен за счет сокращения эксплуатационных затрат на одну скважину, включающих снижение числа ремонтно-восстановительных работ по замене насоса. Так же за счет увеличения межремонтного периода скважины появляется возможность повысить объем добытой нефти. Более подробную оценку обратному клапану данной модели можно дать после проведения опытно-промышленных испытаний.

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

АНПД – анамально низкое пластовое давление

АСПО – асфальтосмолопарафинистые отложения

ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба

МРП – межремонтный период

НКТ – насосно-компрессорная труба

СПО – спуско-подъемные операции

СУ – станция управления

УЭЦН – установка электроцентрабежного насоса

ФСЭЛ – фильтр сетчатый экран листовой

ФСЭП – фильтр сетчатый экран просечной

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1.Алексеев В.П. Литологические этюды. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 149 с.
- 2.Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие. Екатеринбург: Изд-во УГГА, 2002. 147 с.
- 3.Атлас текстур и структур осадочных горных пород / Ч.1. М.: Госгеолтехиздат, 1962. 578 с.; Ч.2. М.: Недра, 1969. 700 с.
- 4.Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 231с.
- 5.Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. М.: Наука, 1965, 260 с.
- 6.Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ: Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1991. 286 с.
- 7.Иванова М.М., Чоловский И.Р., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 367 с.
- 8.Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1981. 231 с.
- 9.Колонкаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран: Учебник. М.: Изд-во “Нефть и газ”, 2003. 560 с.
- 10.Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования): Учебник. М.: Высшая школа, 1984. 416 с.
- 11.Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. М.: Недра, 1987. 200 с.
- 12.Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов, В.Т. Фролов, Э.И. Сергеева и др. СПб.: Недра, 1998. 352 с.
- 13.Справочник по литологии. М.: Недра, 1983. 509 с.
- 14.Магадова Л.А., Ефимов Н.Н., Губанов В.Б., Нескин В.А., Трофимова М.В. Разработка композиции для крепления призабойной зоны пласта в скважинах подземных хранилищ газа// Территория Нефтегаз, №5, с. 63-67

15.Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти //Пер. с англ. и фр., под ред. В. Мори и Д. Фурметро. М.: Мир, 1994.-С.149-156.

16.Назаров С.И. Техника и технология контроля содержания пластового песка в потоке природного газа //Строительство газовых и газоконденсатных скважин: Сб. науч. тр. ВНИИгаза и СевКавНИПИгаза. М., 1995.

17.Мелик-Асланов Л.С., Касиров М.Д., Эфендиев И.Ю. Исследование вопросов пескопроявления в нефтяных скважинах //Нефтепромысловое дело. - 1975.-№2.

18.Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. - М.: ВНИИгаз, 1985.

19.Васильев В.А., Дубенко В.Е. Модель переноса песка в пористой среде // Строительство газовых и газоконденсатных скважин: Сб. науч. тр. ВНИИгаза. М., 1996. - С. 94-99.

20.Бутко О.Г., Скуин Б.А. Методы борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации нефтяных скважин // ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. 1987.-№3.

21.Смольников С.В. и др. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. Уфа:Нефтегазовое дело,2010. 41 с.

22.Шмидт А.А. Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных содержанием мехпримесей в продукции: автореферат диссертации канд. техн. наук. Уфа, 2007. 25 с.

23.Казаков Д.П. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами после гидравлического разрыва пласта: автореферат диссертации. канд. техн. наук, Уфа, 2010. 26 с.

24.Шашкин М.А. Применяемые в ТПП «Лангепаснефтегаз» методы защиты для снижения негативного влияния механических примесей на работу ГНО // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 26 - 31.

25.Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» / А.Г. Михайлов, В.А. Волгин, Р.А. Ягудин, В.А. Стрижнев, В.В. Рагулин // Территория нефтегаз – 2010 г.- №12 – с. 84-89

26.Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб, для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584 с.

27.Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., Недра, 1974.

28.Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 2003.

29.Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Издательство Нефть и газ 2003.

30.Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М., Недра, 1979.

31.Техника и технология добычи нефти и газа/И.М. Муравьев, М.Н. Базлов, А.И. Жуков и др. М., Недра, 1971.

32.Кудрявцев И. А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Тюмень, 2004.

33.Бондаренко В. А. Повышение эффективности крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений (на примере месторождений Краснодарского края). Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. Краснодар, 2014.

34.Смольников С. В. Повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва, 2015.

35.Azhar Ali, Curtis G. Blount, Stephen Hill, Jai Pokhrial, Wei Zhou, Mads Redsje // Integrated wellbore cleanout systems: improving efficiency and reducing risk. Texas, USA, 2005

36.Schlumberger, wellbore cleanout ACTive, научный журнал компании шлюмберже семейство активных сервисов ГНКТ, 2014.

37.Валеев М. Д., Булчаев Н. Д., Салимгареев С. М. и др. Пат. №2544930 РФ на изобретение, кл. E21B34/06. Клапан обратный электроцентробежной установки и способ очистки фильтра на приеме насоса. Заявка №2013142546/03; Заявлено 17.09.2013; Оpubл. 20.03.2015.

38.Патент RU 2038463 C1. Обратный клапан-автомат. Заявлен 17.03.1992. Опубликован 27.06.1995.

39.Патент RU №104618 U1. Клапан обратный трехпозиционный, заявлен 25.01.2011, опубликован 20.05.2011.

40.Азеев А. А., Булчаев Н. Д. Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с аналоговым механизмом / Газовая промышленность. – 2016. –№4.

41.Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. М., изд. Недра, 1967.

42.Юрчук А.М. Расчеты в добычи нефти. М., изд. Недра, 1969.

43.Гаврилко В.И., Алексеев В.С. Фильтры буровых скважин. Изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1976. 345 с.

44.Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. М.: Недра. 1968.С.52-54.

45.Любчик М.А. Силовые электромагниты аппаратов и устройств автоматики постоянного тока. Расчет и элементы проектирования, Издательство – энергия, 1968.

46.Тимошенко Д. А. Оптимизация разделения направлений потоков сфере нефтегазодобычи с помощью многоходовых аналоговых переключателей. Сибирский федеральный университет, 2016.

47. Кочетов, В. Т. Сопротивление материалов / В. Т. Кочетов, А. Д. Павленко, М. В. Кочетов. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2001. – 368 с.